

长电入渝降成本、四网融合迎扩张，电网改革龙头腾飞可期

买入 (首次)

2020 年 03 月 07 日

证券分析师 刘博

执业证号: S0600518070002

021-60199793

liub@dwzq.com.cn

盈利预测与估值 (备考)	2019A	2020E	2021E	2022E
营业收入 (百万元)	4458	6177	6422	6775
同比 (%)	8.30%	38.55%	3.96%	5.50%
归母净利润 (百万元)	471	810	1250	1313
同比 (%)	0.95%	71.97%	54.30%	5.09%
每股收益 (元/股)	0.26	0.44	0.68	0.72
P/E (倍)	37.54	21.83	14.15	13.46

投资要点

■ **背景：电改浪潮起+重庆排头兵，三峡集团主导打造发配售电一体化是顺势而为：**1) 电改 9 号文及配套政策密集出台后，配电网环节鼓励社会资本投资、售电环节有序向社会资本放开成为最大亮点，目前除了国网和南网的存量配电网之外，地方存量和增量配电网有望成为电改推进的突破口。2) 重庆由于自发电难以满足用电量需求使得外购电占比持续增长、电价显著高于全国平均水平等原因，作为首批售电侧改革试点，本身存在电改诉求。3) 在电改浪潮起、重庆作为排头兵的形势下，三峡集团作为拥有最优质发电资产的能源集团，乌、白电站将投产+降低弃水率目标，从单纯发电环节逐步向发配售电一体化平台转型势在必行。

■ **布局：“四网融合”重大资产重组方案解读，过程虽有曲折但光明前景可期：**重庆市电网系统主要由国家电网和三峡水利、聚龙电力、乌江电力等地方电网公司共同组成，2020 年 3 月，公司公告修改后的资产重组方案（增加了强化业绩承诺安排和股东保障条款），拟发行股份及支付现金购买联合能源 88.41%和长兴电力 100%股权，如果能顺利完成，公司将整合并统一管理重庆市现存的三张存量地方电网和两江新区增量配网，供电范围扩大为覆盖重庆多个区县。由于此次重大资产重组是公司以国家国有企业混合所有制改革、电力体制改革为契机，通过整合重庆地方电网资源，突破公司电力业务发展瓶颈，推动公司快速发展的有效途径，符合公司和全体股东的利益，因此预计该项工作有望顺利推进。

■ **兑现：短期三峡电入渝降成本、长期整合地方配电网资产，打造电改龙头可期：**四网融合后，1) 短期来看，假设三峡电站入渝电量可完全替代目前三峡电网外购电量（2018 年为 73.65 亿度），则外购电成本将下降 31.03%、毛利相比三峡电入渝前增加 77.81%、毛利率提升 18.85 个百分点。2) 中期来看：预计到 2025 年三峡电网售电量为 173.19 亿千瓦时，乌、白电站投产后，收入规模相比四网融合初期增长 80.84%、毛利增长 85.37%；毛利率为 44.15%，提升 1.08 个百分点。3) 长期来看：假设到 2030 年地方电网售电量占比为 23.74%（对应售电量 2.79 万亿千瓦时），且公司立足重庆、逐步向全国范围内扩张，通过收购、新建、共建等方式整合更多地方存量和增量配电网资产，在地方售电量总额中占比达到 10%，则对应售电量规模将达到 0.28 万亿千瓦时，相比四网融合初期（95.77 亿千瓦时）增长 28.13 倍、相比四网融合中期（173.19 亿千瓦时）增长 15.11 倍。届时，“三峡电网”有望成为除了国家电网、南方电网之外，具备发配售电一体化及综合能源服务提供能力的“第三张网”。

■ **盈利预测与投资评级：**预计公司 20-22 年备考 EPS 分别为 0.44、0.68、0.72 元，对应 PE 分别为 22、14、13 倍，首次给予公司“买入”评级。

■ **风险提示：**宏观经济下行使得终端工业用电需求减弱、发电小时数不达预期、上网电价受到政策影响持续下降、公司资产重组进程不达预期等。

股价走势



市场数据

收盘价(元)	9.63
一年最低/最高价	6.30/10.83
市净率(倍)	3.13
流通 A 股市值(百万元)	9562.64

基础数据

每股净资产(元)	3.08
资产负债率(%)	41.89
总股本(百万股)	993.01
流通 A 股(百万股)	993.01

相关研究

- 1、《山煤国际 (600546): 传统主业高增长, 携手“钧石”能源转型, 打造异质结电池行业龙头可期》2019-09-03
- 2、《公用事业研究专题: 国际降息周期开启+国内央企存在投资意愿, 高分红高股息率标的值得重点关注》2019-09-16
- 3、《2020 年公用事业和煤炭行业年度策略: 功守道——找寻周期行业中的变化》2019-11-
- 4、《长江电力 (600900.SH): 重剑无锋、大巧不工, 成就全球价值典范》2020-02-24

内容目录

1. 引子：外购电占比过高拖累电力业务盈利能力，数轮增持长电终成控股股东	5
1.1. 外购电量及外购电成本占比高于 50%，拖累公司电力业务盈利能力	5
1.2. 经历三峡集团数轮股权转让及增持，长江电力终成公司控股股东	7
2. 背景：电改浪潮起+重庆排头兵，三峡集团主导打造发配售电一体化是顺势而为	9
2.1. 电改 9 号文及配套政策密集出台，地方配电网改革及资产整合有望先行	10
2.2. 首批售电侧改革试点+相比其他省份电价较高，重庆本身存在电改诉求	13
2.3. 乌、白电站投产在即+打造发配售电一体化，三峡集团主导改革是顺势而为	15
3. 布局：“四网融合”重大资产重组方案解读，过程虽有曲折但光明前景可期	18
3.1. 旧方案未予核准，强化业绩承诺和股东保障后“四网融合”新方案正式落地	19
3.2. 收购标的资产之联合能源：重庆区域混改试点，存量配售电资产整合平台	20
3.3. 收购标的资产之长兴电力：首批挂牌售电公司，增量配售电业务开展平台	24
4. 兑现：短期三峡电入渝降成本、长期整合地方配电网资产，打造电改龙头可期	26
4.1. 短期：三峡电入渝降成本，四网融合后公司盈利能力有望大幅改善	26
4.2. 中期：乌、白电站投产进一步优化电源结构，收入与毛利率水平齐升	30
4.3. 长期：整合更多地方配电网资产，以重庆为核心打造“第三张网”可期	31
5. 盈利预测与估值	32
6. 风险提示	33

图表目录

图 1: 2015-2019 年公司营收和净利润情况 (百万元)	6
图 2: 2015-2019 年公司的毛利率和 ROE 情况 (%)	6
图 3: 2015-2019 年公司分业务的收入情况 (亿元)	7
图 4: 2015-2019 年公司分业务的毛利率情况 (%)	7
图 5: 2015-2019 年公司自发电、外购电情况 (亿千瓦时)	7
图 6: 2015-2019 年外购电成本占比均超过 50% (百万元)	7
图 7: 公司控制权变动后, 公司与控股股东及其一致行动人股权关系	9
图 8: 电改 9 号文及一系列配套文件的梳理	10
图 9: 电改后输配电定价按照“准许成本加合理收益”原则	12
图 10: 增量配电网的运营模式	12
图 11: 2001-2019 年重庆市的 GDP 及增速情况 (亿元)	13
图 12: 2008-2018 年重庆市的发电量情况 (亿千瓦时)	13
图 13: 2008-2018 年重庆市的外购电量及占比 (亿千瓦时)	14
图 14: 2017 年重庆市电价处于全国较高水平 (元/千千瓦时)	14
图 15: 三峡集团旗下的主要业务板块	16
图 16: 三峡集团旗下的水电开发与运营资产	16
图 17: 2015-2018 年三峡集团的收入和利润情况 (亿元)	17
图 18: 2015-2018 年三峡集团的盈利能力 (%)	17
图 19: 重庆“四网融合”涉及的区域分布	19
图 20: 截至 2019 年年底, 联合能源的股权结构	21
图 21: 截至 2019 年年底, 乌江电力的股权结构	22
图 22: 2016-2018 年公司的上网和外购电量 (亿千瓦时)	23
图 23: 2016-2018 年公司的电价情况 (元/千瓦时)	23
图 24: 2016-2018 年公司的收入和净利润情况 (亿元)	23
图 25: 2016-2018 年公司的盈利能力 (%)	23
图 26: 2017、2018 年公司的外购电情况 (亿千瓦时)	24
图 27: 2016-2018 年公司的收入和净利润情况 (亿元)	24
图 28: 截至 2019 年年底, 长兴电力的股权结构	24
图 29: 2017、2018 年公司的收入和净利润情况 (亿元)	25
图 30: 2017、2018 年公司分业务的毛利率情况	25
图 31: 四网融合初期、中期售电和外购电量 (亿千瓦时)	30
图 32: 四网融合初期、中期的收入和毛利率 (亿元)	30
图 33: 预测 2019-2030 年全社会用电量情况 (万千瓦时)	31
图 34: 四网融合不同阶段的售电量对比 (亿千瓦时)	31
表 1: 截至 2019 年年底, 公司在手电厂装机情况 (单位: 万千瓦)	5
表 2: 三峡集团旗下三大平台累计数轮股权转让及增持情况 (元/股)	8
表 3: 电改 9 号文发布后, 对一系列重要的配套政策的内容梳理	10
表 4: 重庆市推进售电侧改革的系列政策及行动	15
表 5: 截至 2019 年 3 月末公司在手电站情况 (万千瓦)	22
表 6: 2017、2018 年公司和联合能源售电量、外购电量及成本 (元/千瓦时)	27

表 7: 长江电力所属 4 座电站售电区域及电量分配情况.....	28
表 8: 三峡电站上网电价执行情况 (元/千瓦时)	29
表 9: 葛洲坝电站上网电价执行情况 (元/千瓦时)	29
表 10: 溪洛渡、向家坝电站上网电价执行情况 (元/千瓦时)	29
表 11: 公司与 A 股部分电力行业标的的估值比较 (净利润为备考)	33

1. 引子：外购电占比过高拖累电力业务盈利能力，数轮增持长电终成控股股东

公司起源于 1929 年成立的重庆万县市电业公司，于 1994 年经四川省经济体制改革委批准，由原万县市电力总公司、小江电厂等企业共同发起，以定向募集方式改制成立为股份有限公司；并于 1997 年在上交所挂牌上市，是重庆市首家电力上市公司。截至 2019 年年末，公司拥有鱼背山、双河、赶场、杨东河、长滩、灩渡、向家嘴等 14 座水力发电站，在手装机容量合计 26.98 万千瓦；拥有变电站 30 余座，与湖北和重庆电网联网，已形成“十”字形 110KV 骨架网络，可实现 110KV 环网运行；年售电量近 19 亿千瓦时，是三峡库区重要的电力负荷支撑点。

表 1：截至 2019 年年底，公司在手电厂装机情况（单位：万千瓦）

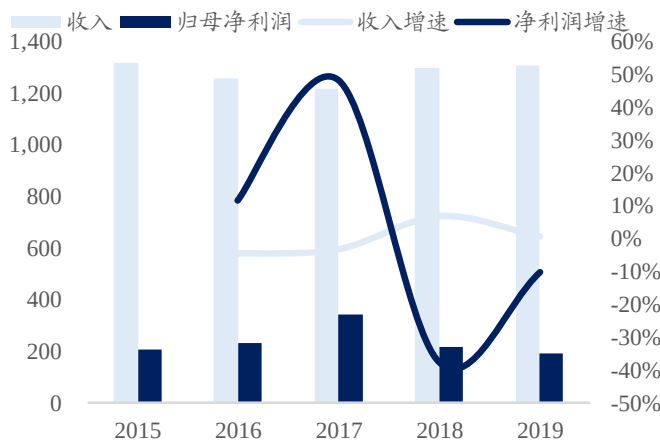
电厂名称	装机容量	持股比例	权益装机
鱼背山电厂	1.70	100%	1.70
双河电厂	2.83	100%	2.83
赶场电厂	3.75	100%	3.75
长滩电厂	0.64	100%	0.64
灩渡电厂	0.13	100%	0.13
重庆市万州区恒丰水电设备工程有限公司	0.12	100%	0.12
向家嘴电厂	1.26	88.89%	1.12
杨东河水电站	4.80	100%	4.80
峡门口电站	0.80	99.85%	0.80
两会沱水电站	2.00	99.85%	2.00
镇泉水电站	3.00	99.85%	3.00
金盆水电站	2.50	99.85%	2.50
新长滩电站	0.96	100%	0.96
芒牙河二级电站	2.49	55.56%	1.38
合计	26.98		25.72

数据来源：公司公告、东吴证券研究所

1.1. 外购电量及外购电成本占比高于 50%，拖累公司电力业务盈利能力

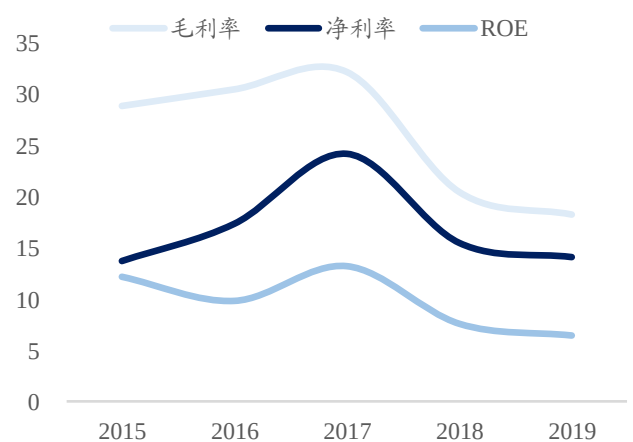
2016-2019 年，公司营收分别为 12.58、12.18、12.98、13.07 亿元，同比增速分别为 -4.43%、-3.17%、6.64%、0.65%；归母净利润分别为 2.31、3.43、2.14、1.92 亿元，同比增速分别为 11.65%、48.45%、-37.80%、-10.26%；毛利率分别为 30.56%、32.26%、20.54%、18.34%，净利率分别为 17.41%、24.21%、15.55%、14.17%，ROE 分别为 9.85%、13.22%、7.63%、6.49%，2019 年公司净利润增速以及盈利能力下降，主要是因为自发电水量减少使外购电成本同比增加、农网改造升级资产陆续转固，其折旧和利息费用化同比增加，以及重大资产重组开支中介费等因素所致。

图 1：2015-2019 年公司营收和净利润情况（百万元）



数据来源：Wind、东吴证券研究所

图 2：2015-2019 年公司的毛利率和 ROE 情况 (%)



数据来源：Wind、东吴证券研究所

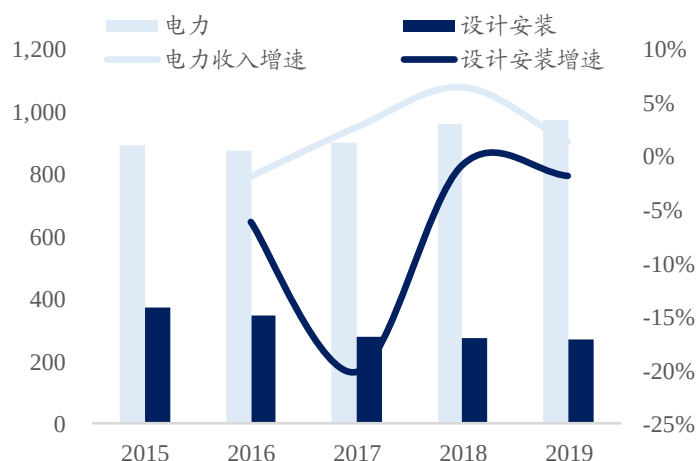
分业务来看：

1) **电力业务**：公司负责重庆万州区 80%区域的电力供应，电力来源一是所属水电站发电量通过自有电网销售给终端客户，实现网内消纳；二是通过联网线路从国家电网重庆市电力公司、国家电网湖北省电力公司等单位趸购电量。2015-2019 年公司售电量分别为 16.31、16.62、17.57、18.83、19.41 亿千瓦时，其中自发电量分别为 7.40、7.80、10.10、6.88、6.47 亿千瓦时；营收分别为 8.95、8.79、9.03、9.61、9.74 亿元，毛利分别为 3.07、2.81、3.19、1.98、1.73 亿元，毛利率分别为 34.28%、32.04%、35.31%、20.61%、17.74%。由于自发电量不能满足当地需求，2015-2019 年公司外购电量分别为 10.29、10.43、9.17、13.30、14.25 亿千瓦时，占比售电量分别为 63.09%、62.76%、52.19%、70.63%、73.42%；成本方面，2015-2019 年外购电成本分别为 3.71、3.35、3.04、4.43、4.67 亿元，占比电力业务总成本分别为 63.14%、56.07%、52.06%、58.12%、58.24%，因此**外购电量较多、外购电成本较高，是公司电力业务盈利能力较弱的主要原因**。

2) **电力工程勘察设计安装业务**：为电力工程建设提供咨询、勘察设计及设备安装等工程施工的全过程技术及管理服务，2015-2019 年营收分别为 3.71、3.49、2.78、2.76、

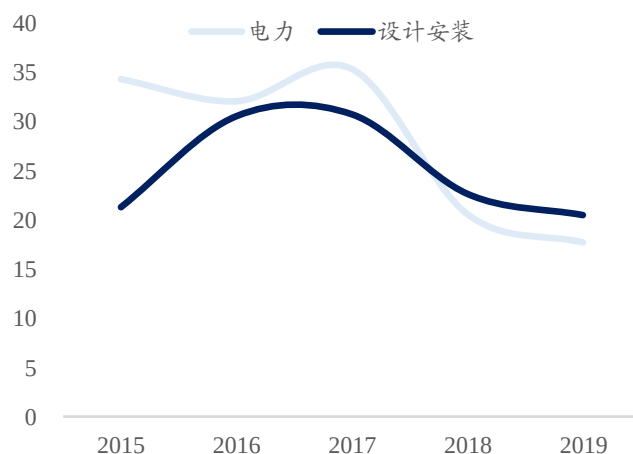
2.71 亿元, 毛利分别为 0.79、1.06、0.85、0.62、0.55 亿元, 毛利率分别为 21.22%、30.51%、30.70%、22.58%、20.41%。

图 3: 2015-2019 年公司分业务的收入情况 (百万元)



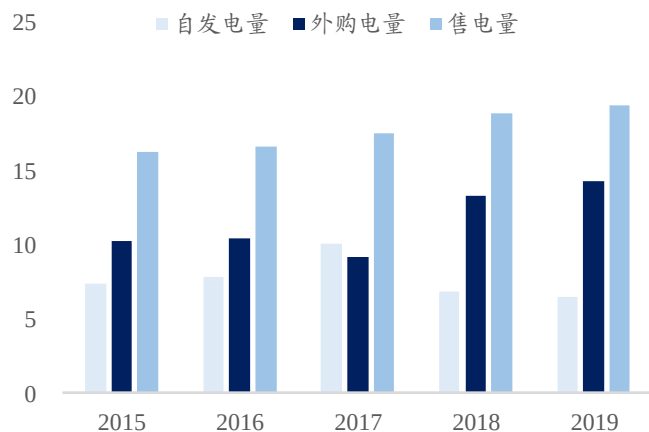
数据来源: Wind、东吴证券研究所

图 4: 2015-2019 年公司分业务的毛利率情况 (%)



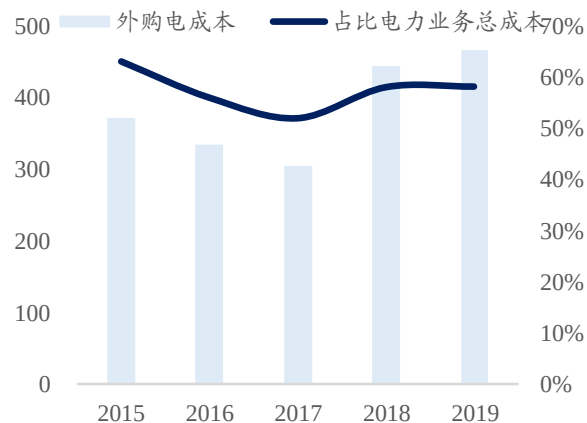
数据来源: Wind、东吴证券研究所

图 5: 2015-2019 年公司自发电、外购电情况 (亿千瓦时)



数据来源: Wind、东吴证券研究所

图 6: 2015-2019 年外购电成本占比均超过 50% (百万元)



数据来源: Wind、东吴证券研究所

1.2. 经历三峡集团数轮股权转让及增持, 长江电力终成公司控股股东

2016 年 9 月, 公司发布《权益变动报告书》: 1) 三峡资本于 2016 年 6 月 16 日至 2016 年 9 月 12 日通过上海证券交易所证券交易系统集中竞价交易买入三峡水利 0.41 亿股, 占公司总股本的 4.08%。2) 长电创投于 2016 年 8 月 4 日至 2016 年 8 月 18 日通过上海证券交易所证券交易系统集中竞价交易买入三峡水利 0.09 亿股, 占公司总股本的 0.92%。3) 三峡资本和长电创投作为一致行动人, 承诺在未来 12 个月内继续增持公司

不低于人民币 500 万元的股份。

2016 年 12 月，公司发布《权益变动报告书》：重庆中节能拟将持有的公司股份 1.01 亿股（占比公司总股本为 10.20%）转让给长江电力，转让价格为 9.54 亿元（折合 9.43 元/股），转让完成后长江电力持有公司 10.20% 的股份，且承诺在未来 12 个月内继续增持其不低于人民币 500 万元的股份。

2017 年 9 月，公司公告：长电资本（原长电创投）于 2016 年 9 月 13 日至 2017 年 9 月 12 日期间，累计增持公司股份 0.22 亿股，占公司总股本的 2.20%，增持金额为 2.00 亿元（折合增持均价为 9.14 元/股）。

2018 年 1 月，公司公告：长江电力于 2016 年 12 月 30 日至 2017 年 12 月 29 日期间，累计增持公司股份 0.18 亿股，占比公司股份总数为 1.80%，增持金额为 1.57 亿元（折合增持均价 8.75 元/股），增持完成后，**长江电力合计持有公司股份数量为 1.19 亿股，占比为 12.00%，成为公司第一大股东。**

2018 年 4 月，公司发布《权益变动报告书》：长电资本于 2017 年 12 月 25 日至 2017 年 12 月 28 日、2018 年 4 月 3 日分别增持公司股份 780.61、14.42 万股。

2019 年 4 月，公司公告：长江电力于 2018 年 4 月 11 日至 2018 年 6 月 30 日期间，累计增持公司股份 0.41 亿股，占比公司股份总数为 4.08%，增持金额为 3.76 亿元（增持价格区间为 9.01 元/股-9.55 元/股），增持完成后长江电力持股比例为 16.08%，一致行动人三峡资本持股比例为 4.08%、长电资本持股比例为 3.92%，**三者加总合计持股比例为 24.08%。**

2019 年 3 月，公司发布《关于股东权益变动暨控制权变更的提示性公告》：新华水力发电有限公司与长电资本建立一致行动关系，由于新华水力发电持股比例为 0.40%，因此与长电资本及一致行动人持股比例加总后合计为 24.48%，**至此，公司控制权发生变更，长江电力成为公司控股股东，国务院国有资产监督管理委员会成为公司实际控制人。**

2020 年 2 月，公司公告：长电资本于 2020 年 2 月 4 日增持公司股份 79.63 万股，并计划未来 12 个月内继续增持，金额为 0.20-3.00 亿元之间。

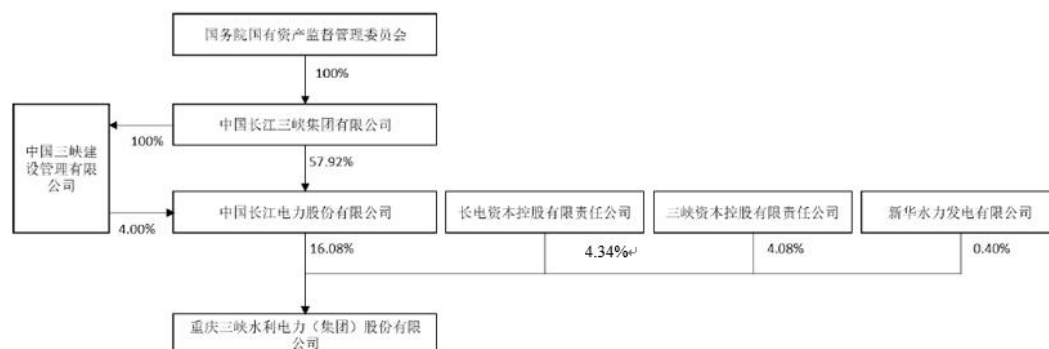
表 2：三峡集团旗下三大平台累计数轮股权转让及增持情况（元/股）

股东名称	时间	买入股票数量（股）	交易价格区间
三峡资本	2016 年 6 月	37,148,183	7.00-7.79
三峡资本	2016 年 7 月	3,200,000	8.23-8.48
三峡资本	2016 年 9 月	182,600	8.01-8.04
长电创投	2016 年 8 月	9,129,194	7.66-8.16
长江电力	2016 年 12 月	101,256,000	9.425
长电资本	2016 年 9 月-2017 年 9 月	21,834,790	9.143

长江电力	2016 年 12 月-2017 年 12 月	17,900,005	8.75
长电资本	2017 年 12 月	7,806,056	8.89
长江电力	2018 年 4 月-2018 年 6 月	40,507,397	9.01-9.55
长电资本	2020 年 2 月	796,253	

数据来源：公司公告、东吴证券研究所

图 7：公司控制权变动后，公司与控股股东及其一致行动人股权关系



数据来源：公司公告、东吴证券研究所

2. 背景：电改浪潮起+重庆排头兵，三峡集团主导打造发配售电一体化是顺势而为

1) 电改 9 号文及配套政策密集出台后，配电网环节鼓励社会资本投资、售电环节有序向社会资本放开成为最大亮点，目前除了国网和南网在手的存量配电网之外，地方存量配电网和增量配电网均有望成为电改推进的突破口。2) 重庆市由于自发电难以满足用电量需求使得外购电占比持续增长、电价显著高于全国平均水平等原因，作为全国首批售电侧改革试点省市，本身存在电改降成本的诉求。3) 在电改浪潮起、重庆作为排头兵存在强烈电改诉求的形势下，三峡集团作为拥有最优质发电资产的能源集团，考虑到乌、白电站将投产+降低自身弃水率目标，从单纯发电环节逐步向发配售电一体化平台转型势在必行，因此，先是与长江电力成立配售电公司三峡电能，然后联合重庆市共同促进“四网融合”，力求打造全新的重庆“三峡电网”。具体步骤为：一、三峡集团成立联合能源公司，完成对重庆乌江电力、聚龙电力股权整合；二、将乌江电力、聚龙电力、三峡水利、长兴电力四张地方电网整合为一，实现重庆市四张电网在股权上的结合，成为重庆市“三峡电网”；三、调入三峡集团溪洛渡水电，从国网川渝通道入渝。

2.1. 电改 9 号文及配套政策密集出台，地方配电网改革及资产整合有望先行

2015 年 3 月，中共中央国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（9 号文），提出深化电力体制改革的重点和路径是：在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行；继续深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究；进一步强化政府监管，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。

图 8：电改 9 号文及一系列配套文件的梳理



数据来源：易节能、东吴证券研究所

电改 9 号文确立顶层设计后，一系列配套政策和措施密集发布：《关于推进电力市场建设的实施意见》、《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》、《关于有序放开发用电计划的实施意见》、《关于推进输配电价改革的实施意见》、《关于推进售电侧改革的实施意见》、《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》等，其中最值得关注的是：1) **配电网环节**，鼓励社会资本投资配电业务。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，探索社会资本投资配电业务的有效途径。逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。2) **售电环节**，稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务。

表 3：电改 9 号文发布后，对一系列重要的配套政策的内容梳理

	发布日期	文件名称	主要内容
1	2015.3	《关于改善电力运行, 调节促进清洁能源多发满发的指导意见》	积极促进清洁能源消纳, 促进清洁能源多发满发
2	2015.4	《关于完善电力应急机制做好电力需求侧管理城市综合试点工作的通知》	组织实施需求响应, 完善电力应急机制, 以更加市场化的方式保障电力供需平衡
3	2015.4	《关于贯彻中发【2015】9号文件精神加快推进输配电价改革的通知》	扩大输配电价改革试点范围, 将安徽、湖北、宁夏、云南省列入先期输配电价改革试点范围, 改革对电网企业的监管模式, 由购销差价的间接监管, 改变为以电网资产为基础对输配电收入、成本和价格全方位直接监管
4	2015.5	《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	按照“风险共担、利益共享”原则协商, 或通过市场化交易方式确定送受电量、价格, 并建立相应的价格调整机制
5	2015.5	《关于推进输配电价改革的实施意见》	还原电力商品属性, 按照“准许成本加合理收益”原则, 核定电网企业准许总收入和分电压等级输配电价
6	2015.11	《关于推进电力市场建设的实施意见》	旨在建立成熟稳定的电力市场
7	2015.11	《关于电力交易机构组件和规范运行的实施意见》	组建相对独立的交易机构, 完善技术支持系统, 建立中长期和现货交易机制等
8	2015.11	《关于有序开发用电计划的实施意见》	进一步明确了发用电计划改革的总体思路: 通过建立优先购电制度保障无议价能力的用户用电。通过建立优先发电制度保障清洁能源发电、调节性电源发电优先上网。通过直接交易、电力市场等市场化交易方式逐步放开其他的发用电计划。
9	2015.11	《关于推进售电侧改革的实施意见》	对售电侧市场的准入和退出机制做了创新性安排
10	2015.11	《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》	从规划建设、运行管理、责任义务、节能减排、市场交易、监督管理等方面对燃煤自备电厂的规范化发展提出了明确要求

数据来源: 易节能、东吴证券研究所

1) **配电网环节, 鼓励社会资本投资配电业务:** 电改前, 增量配电网 (主要指的是以工业园区和经济开发区为主的局域电网, 电压等级可以是 110kV 或 220kV (330kV) 及以下) 一般由地方政府及其他投资主体投资, 建设完成后交由当地电网公司进行运维, 用户缴纳的电费全部被电网公司收取, 而投资方只有所有权、没有收益权, 有些投资方在建设完成后直接将相关资产无偿交付给当地供电局。电改后, 社会资本参与配电网建设, 用户缴纳的电费将成为社会资本的收益; 通过参股增量配网的项目公司, 介入增量配网的所有权和运营权; 通过股权合作和委托运营的方式, 介入存量配网的所有权及运营权。

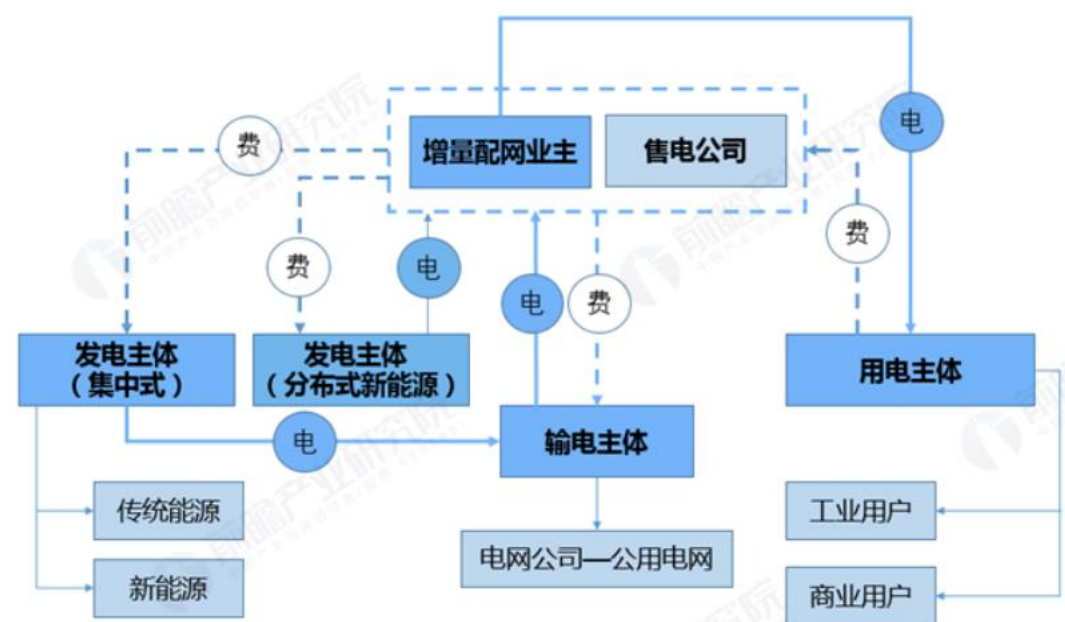
目前配电网主要包括：国家电网和南方电网在手的存量配电网资产、其他的地方存量配电网、增量配电网，我们分析认为，除了国网和南网在手的存量配电网之外，地方存量配电网和增量配电网均有望成为电改推进的突破口。

图 9：电改后输配电定价按照“准许成本加合理收益”原则



数据来源：易节能、东吴证券研究所

图 10：增量配电网的运营模式



数据来源：前瞻产业研究院、东吴证券研究所

2) **售电环节，稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务**：《关于推进售电侧改革的实施意见》将售电公司分三类，第一类是电网企业的售电公司，可经营全部配电网资产；第二类是社会资本投资增量配电网，拥有增量配电网运营权的售电公司；第三类是独立的售电公司，不拥有配电网运营权，不承担保底供电服务。根据中电联发布的《中国电力行业年度发展报告 2017》、《中国电力行业年度发展报告 2018》，售电侧改革试点扩大到 10 个省份，一大批售电企业准入市场交易，活跃了市场环境；22 个省份开展了电力改革综合试点，改革措施各具特点，市场发育日益完善；累计批复配电业务改革试点 404 个，增量配电业务改革有序推进；确定南方（广东起步）、蒙西等 8 个地区作为电力现货市场建设试点，电力市场交易品种逐步丰富。

2.2. 首批售电侧改革试点+相比其他省份电价较高，重庆本身存在电改诉求

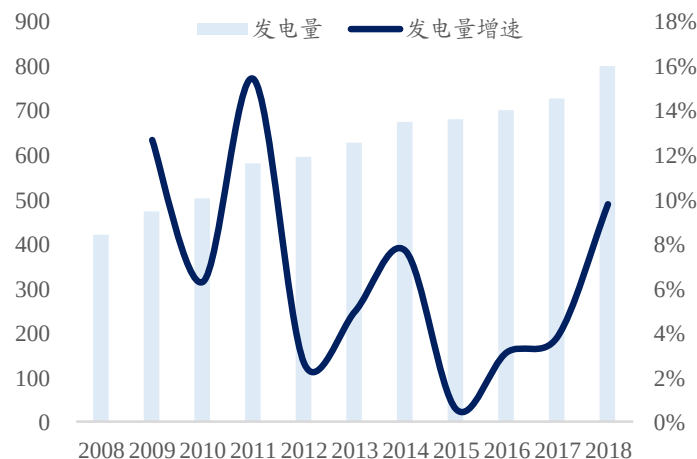
自发电难以满足用电量需求，外购电占比持续增长，且电价高于全国平均水平。1) 根据国家统计局公布的数据，2008-2018 年，重庆市 GDP 从 0.58 万亿元增长至 2.04 万亿元，10 年 CAGR 为 13.39%；同期用电量从 484.41 亿千瓦时增长至 1114.47 亿千瓦时，10 年 CAGR 为 8.69%；发电量从 420.87 亿千瓦时增长至 799.53 亿千瓦时，10 年 CAGR 为 6.63%，因此为了满足自身用电量需求，重庆市不得不持续从省外采购电量，且采购电量占比用电量比例持续增长。2008-2018 年，外购电量从 63.54 亿千瓦时增长至 314.94 亿千瓦时，10 年 CAGR 为 17.36%；采购电量占比用电量从 13.12%增长至 28.26%，且未来仍存在进一步上升的可能。2) 另一方面，自发电量不足使得重庆市电价显著高于全国平均水平，根据国家能源局公布的数据，2017 年重庆市的平均销售电价为 0.622 元/千瓦时，相比全国平均价格（0.609 元/千瓦时）高出 2.13%，且显著高于河南（0.584 元/千瓦时）、四川（0.501 元/千瓦时）、陕西（0.493 元/千瓦时）等其他内陆省份，为了降低省内企业用电成本，重庆市存在推动电改的强烈诉求。

图 11：2001-2019 年重庆市的 GDP 及增速情况（亿元）

图 12：2008-2018 年重庆市的发电量情况（亿千瓦时）

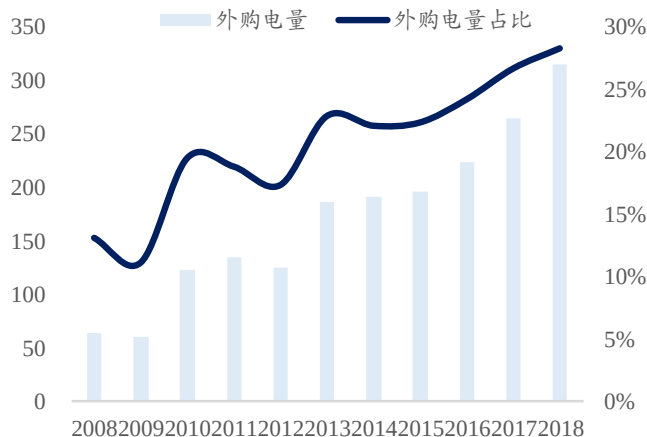


数据来源: Wind、东吴证券研究所



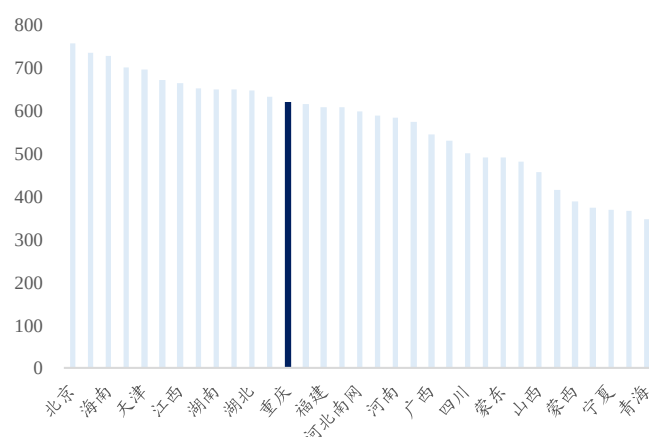
数据来源: Wind、东吴证券研究所

图 13: 2008-2018 年重庆市的外购电量及占比 (亿千瓦时)



数据来源: Wind、东吴证券研究所

图 14: 2017 年重庆市电价处于全国较高水平 (元/千千瓦时)



数据来源: Wind、东吴证券研究所

2015 年 12 月，国家发改委和能源局批复同意重庆市、广东省成为全国首批售电侧改革试点省市，当月重庆市 3 家试点售电公司挂牌成立，分别为：重庆两江长兴电力有限公司(三峡集团控股)、重庆能投售电有限公司(重庆市能投集团控股)、重庆渝西港桥电力有限公司(国电投集团控股)。2016 年 2 月，重庆市下发《关于印发重庆市售电侧改革试点工作实施方案的通知》，明确售电侧改革试点范围为支柱产业和战略性新兴产业重点项目集聚区，包括两江新区水土、鱼复、龙兴三个园区，长寿经开区晏家、江南、八颗三个组团，万州经开区，万盛平山工业园区，永川港桥工业园区，以及中石化页岩气开发、管输、利用领域。2016 年 6 月，将参与交易用户年用电量准入门槛放宽至 500 万千瓦时，将市级及以上工业园区全部纳入售电侧改革试点；2016 年 8 月印发《重庆市电力直接交易试点方案》。至此，重庆市电改相关政策及文件不断出台，持续推动电改进程。

表 4: 重庆市推进售电侧改革的系列政策及行动

时间	政策、文件及事件
2015.12	国家发改委、能源局批复同意重庆市开展售电侧改革试点
2015.12	重庆市举行重庆两江长兴电力有限公司、重庆能投售电有限公司、重庆渝西港桥电力有限公司 3 家试点售电公司授牌仪式
2015.12	重庆市电力直接交易确定为 80 亿千瓦时，约占全省工业用电量的 25%。此次直接交易输配电价按 2010 年核定的执行，电网公司过网费下调 3-5 分/千瓦时，电厂让利幅度在 3 分/千瓦时
2016.2	重庆市首批 12 家企业与重庆两江长兴电力有限公司签订售电协议
2016.2	重庆市人民政府办公厅下发《关于印发重庆市售电侧改革试点工作实施方案的通知》，明确售电侧改革范围、暂行输配电价、结算开票模式等
2016.2	两江新区首批 12 家企业近日与重庆两江长兴电力有限公司签订购售电协议，标志着重庆市售电侧改革试点迈入了实质性实施阶段。首家用电企业将于 3 月由重庆两江长兴售电公司正式供电
2016.4	《重庆市售电侧改革市场主体准入与退出的指导意见》正式印发，确定售电公司注册资本额度与售电业务规模关系
2016.5	重庆第二个园区实现售电公司向用户售电，重庆港桥电力公司”售电实现零的突破，售电业务正式开展
2016.6	第三个园区实现售电公司向用户售电，重庆能投万州经开区售电有限公司向入园企业重庆共锯科技有限公司锯切设备产业园正式送电
2016.7	《重庆市人民政府办公厅关于降低电气价格支持工业经济发展的通知》发布，全市市级及以上工业园区全部纳入售电侧改革试点范围，不再区分存量和增量用户；允许售电公司代理用户参与直接交易
2016.9	重庆电力交易中心挂牌成立，采取股份制形式，由电网企业、发电企业、售电企业、地方能源企业及第三方机构共同出资组建。重庆电力交易中心为国家电网供区内首家采用股份制形式组建的交易中心
2016.9	重庆电力交易中心有限公司挂牌后交易成交超过 30 亿千瓦时，交易成交发电企业 9 家，成交电力用户 145 家。通过交易，减少客户用电成本 3.3 亿元
2016.9	公示拟列入重庆市售电公司目录第一批企业名单，拟纳入 5 家新售电公司
2016.9	重庆印发《重庆电力直接交易规则》
2016.10	重庆市公布关于组织开展 2017 年度电力直接交易试点工作的通知
2016.10	重庆发改委网站公布公示第一批售电企业，分别是：重庆寒阳售电股份有限公司、重庆彤运售电有限公司、重庆科陆售电有限公司、重庆英菲葆尔电力销售有限公司、华能重庆能源销售有限责任公司
2017.1	重庆发改委网站公布公示第二批售电企业
2017.3	重庆发改委网站公布公示第三批售电企业
2017.3	重庆发改委网站公布拟列入第四批售电企业名单

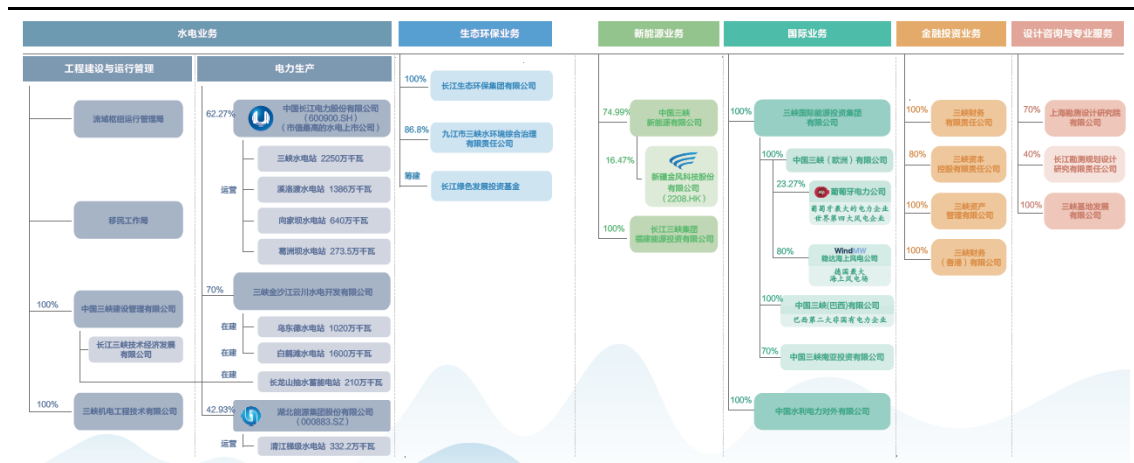
数据来源：重庆市发改委、东吴证券研究所

2.3. 乌、白电站投产在即+打造发配售电一体化，三峡集团主导改革是顺势而为

三峡集团始于 1993 年国务院批准成立的中国长江三峡工程开发总公司，2017 年完成公司制改制，由全民所有制企业变更为国有独资公司，名称变更为中国长江三峡集团有限公司。根据官网信息，截至 2019 年 10 月底，三峡集团可控、权益和在建总装机规模达到 1.32 亿千瓦，其中可控装机 7449 万千瓦、在建装机 3312 万千瓦、权益装机 2427 万千瓦，96% 为可再生清洁能源，可控水电装机占全国水电装机的 16%，集团旗下负责电力生产和运营的上市平台为长江电力。

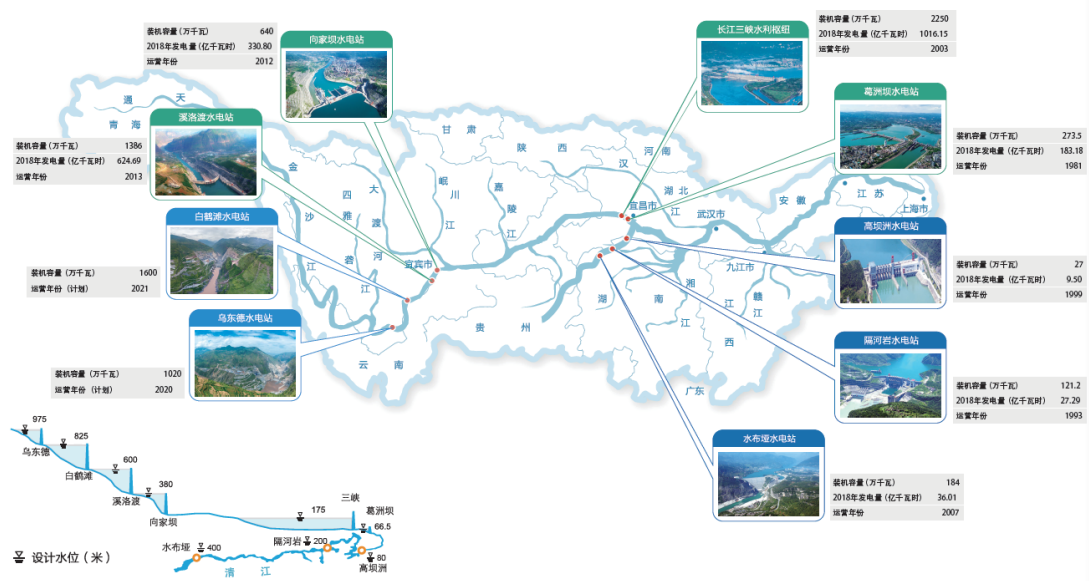
乌、白电站将投产+降低弃水率要求，三峡集团积极挖掘下游用电需求。1) 根据国家授权，三峡集团负责金沙江下游溪洛渡、向家坝、乌东德、白鹤滩四座世界级巨型梯级水电站的开发建设与运营。其中，溪洛渡、向家坝水电站装机容量分别为 1386 万千瓦、640 万千瓦，全部机组已于 2014 年建成投产发电；乌东德水电站设计装机容量 1020 万千瓦，工程已于 2015 年 12 月通过国家核准并全面进入主体工程施工阶段；白鹤滩水电站设计装机容量 1600 万千瓦，工程已于 2017 年 7 月通过国家核准并全面进入主体工程施工阶段。2020 年开始，乌东德、白鹤滩两电站将陆续建成投产，届时全球装机排名前 10 位的水电站，有 5 座在三峡集团；全球 70 万千瓦以上的水轮发电机组，超过 2/3 在三峡集团；全球仅有的 16 台单机容量 100 万千瓦的水轮发电机组在三峡集团。2) 近年来三峡集团不断提升技术和管理，2015、2016 年均已经实现了零设备原因弃水，但由于汛期时水电外送通道不足，每年三峡集团仍然会有一定弃水率，2014-2018 年弃水量分别为 89.09、0、0、5.95、90.81 亿立方米，弃水率分别为 2.1%、0%、0%、0.1%、2.2%，未来乌东德、白鹤滩电站投产后弃水率可能会进一步上升，因此为了降低弃水率，三峡集团仍需要新增外送电力通道和需求方。

图 15：三峡集团旗下的主要业务板块



数据来源：三峡集团官网、东吴证券研究所

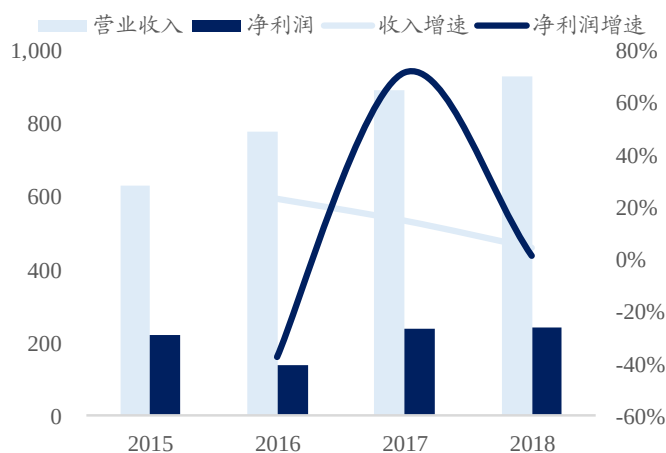
图 16：三峡集团旗下的水电开发与运营资产



数据来源：三峡集团官网、东吴证券研究所

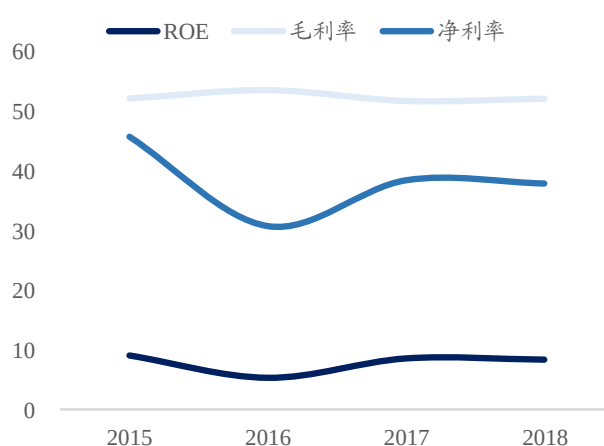
2016-2018 年，三峡集团装机容量分别为 6902.9、7001.7、7030.2 万千瓦，同比增速分别为 15.93%、1.43%、0.41%；发电量分别为 2626.3、2845.6、2901.6 亿千瓦时，同比增速分别为 30.67%、8.35%、1.97%；实现营收分别为 777.70、892.95、931.12 亿元，同比增速分别为 23.32%、14.82%、4.27%；归母净利润分别为 138.88、238.27、241.55，同比增速分别为 -37.38%、71.57%、1.38%。盈利能力方面，2016-2018 年，公司毛利率分别为 53.57%、51.73%、52.13%，净利率分别为 30.75%、38.41%、37.87%，ROE 分别为 5.39%、8.69%、8.48%。

图 17：2015-2018 年三峡集团的收入和利润情况（亿元）



数据来源：Wind、东吴证券研究所

图 18：2015-2018 年三峡集团的盈利能力 (%)



数据来源：Wind、东吴证券研究所

与长江电力成立配售电公司三峡电能，打造产业链一体化平台。2016年7月，长江电力公告，与三峡集团全资子公司三峡资本，合资成立三峡电能有限公司（长江电力持股70%、三峡资本持股30%），主营业务为配售电系统投资建设、设计及运营管理，电力销售及服务等。开展配售电业务主要通过投资建设和投资并购两种途径：1）在项目条件成熟的区域建设运营配电网；2）通过资本运作收购相关地方配售电企业股权。配售电公司的成立，意味着三峡集团从坐拥最优质发电资产，逐步向发配售电一体化平台转型，在电改浪潮起、重庆作为排头兵存在强烈电改诉求的形势下，三峡集团主导重庆地方配电网改革，打造三峡电网平台众望所归、势在必行。

三峡集团联合重庆共同促进“四网融合”，力求打造全新的重庆“三峡电网”。2017年2月，三峡集团与重庆市政府联合举行重庆长电联合能源公司和重庆两江三峡兴盛能源产业股权投资基金管理公司揭牌活动；同时，长江电力总经理张定明分别与涪陵区、黔江区政府签订战略合作框架协议，提出“四网融合”方案，即**三峡集团整合涪陵聚龙电力、黔江乌江电力等地方电网和两江新区增量配网打造全新的重庆“三峡电网”**：1）三峡集团成立联合能源公司，完成对重庆乌江电力、聚龙电力股权整合；2）将乌江电力、聚龙电力、三峡水利、长兴电力四张地方电网整合为一，实现重庆市四张电网在股权上的结合，成为重庆市“三峡电网”；3）调入三峡集团溪洛渡水电，从国网川渝通道入渝，实实在在为重庆发展“添薪增能降成本”。

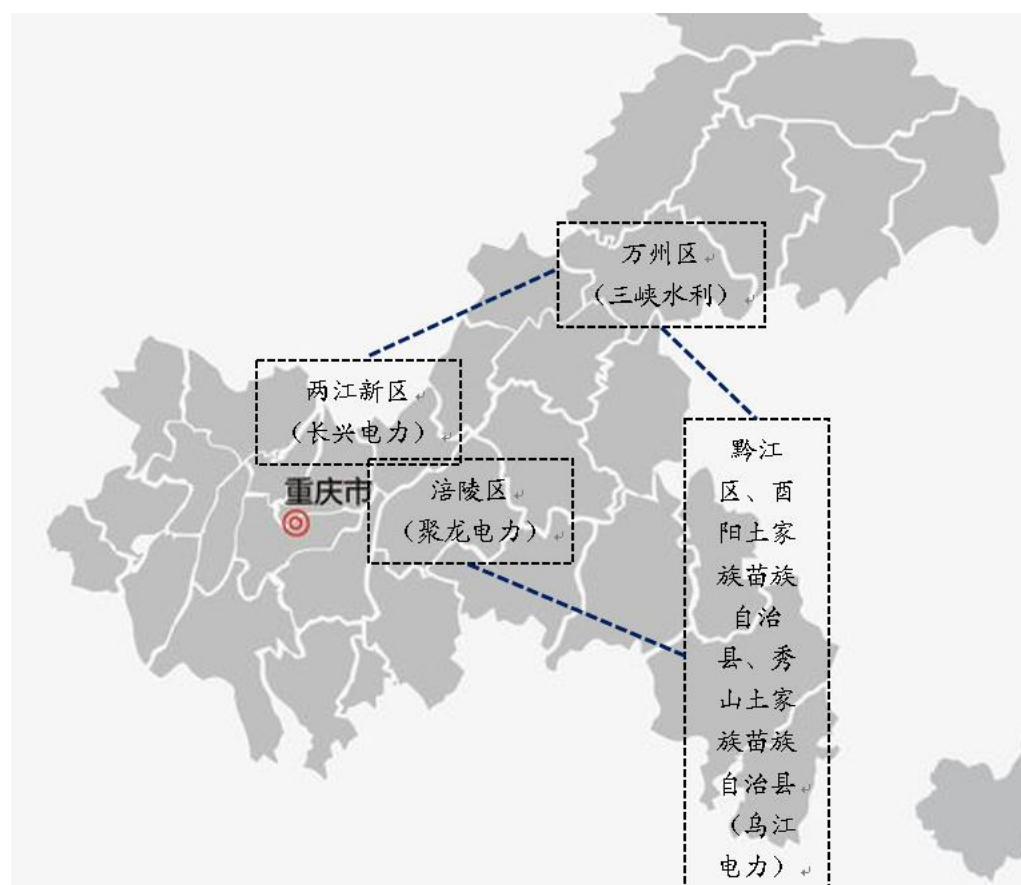
3. 布局：“四网融合”重大资产重组方案解读，过程虽有曲折但光明前景可期

重庆市电网系统主要由国家电网和三峡水利、聚龙电力、乌江电力等地方电网公司共同组成，2019年9月，公司公告重大资产重组事项：拟发行股份及支付现金购买联合能源88.55%股权和长兴电力100%股权（长兴电力持有联合能源10.95%股权）。资产重组如果能顺利完成，公司将整合并统一管理重庆市现存的万州电网、涪陵聚龙电力、黔江乌江电力三张存量地方电网和两江新区增量配网，供电范围扩大为覆盖重庆多个区县。2019年12月，由于未能充分说明并披露该交易有利于提高上市公司资产质量、改善财务状况和增强持续盈利能力，因此该重大资产重组事项未获得监管部门的核准。2020年3月，公司再次公告修改后的资产重组方案，主要是增加了强化业绩承诺安排和股东保障条款。我们分析认为，由于此次重大资产重组是公司以国家国有企业混合所有制改革、电力体制改革为契机，通过整合重庆地方电网资源，突破公司电力业务发展瓶颈，推动公司快速发展的有效途径，符合公司和全体股东的利益，因此预计该项工作有望顺利推进。

3.1. 旧方案未予核准，强化业绩承诺和股东保障后“四网融合”新方案正式落地

2019年9月，公司公告重大资产重组事项：1) 拟向新禹投资、涪陵能源、嘉兴宝亨、两江集团、长江电力、长兴水利、渝物兴物流、东升铝业、宁波培元、西藏源瀚、淄博正杰、周泽勇、重庆金罗盘、杨军、刘长美、周淋、谭明东、鲁争鸣、三盛刀锯、吴正伟、倪守祥、颜中述发行股份及支付现金购买其持有的联合能源 88.55%股权。2) 拟向三峡电能、两江集团、聚恒能源、中涪南热电发行股份及支付现金购买其持有的长兴电力 100%股权(长兴电力持有联合能源 10.95%股权)。3) 重组标的资产交易作价 65.44 亿元(其中联合能源 88.55%股权作价 55.25 亿元、长兴电力 100%股权作价 10.19 亿元)，其中现金支付 3.65 亿元，发行股份 8.44 亿股，每股发行价格为 7.32 元，且被收购资产联合能源的业绩承诺为 2020、2021、2022 年净利润分别不低于 4.22、4.40、4.66 亿元。4) 拟向不超过 10 名特定投资者募集配套资金 5.00 亿元。

图 19：重庆“四网融合”涉及的区域分布



数据来源：公司公告、东吴证券研究所

重庆市面积约为 8.24 万平方公里，拥有 38 个区县、人口约为 3100 万人（2018 年

数据)，电网主要由国家电网和三峡水利、聚龙电力、乌江电力等地方电网公司共同组成。其中：1) 国家电网供电面积覆盖全市 38 个区县、服务人口约 3000 万人；2) 三峡水利负责万州区 80% 区域的电力供应；3) 聚龙电力主要供电于涪陵区白涛化工园区、龙桥工业园区及清溪再生有色金属特色产业园区内的工业客户，与国家电网形成竞争；3) 乌江电力供电区域覆盖黔江区、酉阳土家族苗族自治县、秀山土家族苗族自治县、湖南省花垣县等一区三县，是重庆黔江区唯一发电售电商。此次资产重组如果能顺利完成，三峡水利将整合并统一管理重庆市现存的万州电网、涪陵聚龙电力、黔江乌江电力三张存量地方电网和两江新区增量配网，供电范围扩大为覆盖重庆多个区县，年供电量、服务人口、大工业用户数进一步提高，资产规模、收入及利润等指标增厚，并将自身逐步打造成为建设现代库区、支持库区经济发展的能源保障平台，可进一步提高地方政府招商引资能力、促进三峡库区产业结构调整、推进长江经济带发展。

2019 年 12 月，公司公告，由于未能充分说明并披露本次交易有利于提高上市公司资产质量、改善财务状况和增强持续盈利能力，因此该重大资产重组事项未获得监管部门的核准。2002 年 3 月，公司再次公告修改后的资产重组方案，除了补充披露了盈利预测的可实现性、商誉合理性及减值风险等信息之外，最重要的是增加了：

1) 强化业绩承诺安排，在保留原有业绩承诺的基础上，增加了联合能源合并报表口径的业绩承诺（2020-2022 年不低于 3.78、3.97、4.23 亿元），且任一口径业绩实现情况触发相应业绩承诺补偿条件的，交易对方均应按照上述两个口径下所触发的当期业绩补偿最大值进行业绩补偿。

2) 股东保障条款，三峡集团就保障上市公司业绩出具了《中国长江三峡集团有限公司关于支持重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司未来发展的有关意见》，明确三峡水利为三峡集团以配售电为主业的唯一上市平台，也是践行国家电力体制改革和混合所有制改革的试点平台，将通过全力推动落实三峡集团与重庆市政府签订的战略合作协议内容，共同推动“三峡电”入渝等多种方式，积极支持三峡水利后续发展。

我们分析认为，由于此次重大资产重组是公司以国家国有企业混合所有制改革、电力体制改革为契机，通过整合重庆地方电网资源，突破公司电力业务发展瓶颈，推动公司快速发展的有效途径，符合公司和全体股东的利益，因此预计该项工作有望顺利推进。

3.2. 收购标的资产之联合能源：重庆区域混改试点，存量配售电资产整合平台

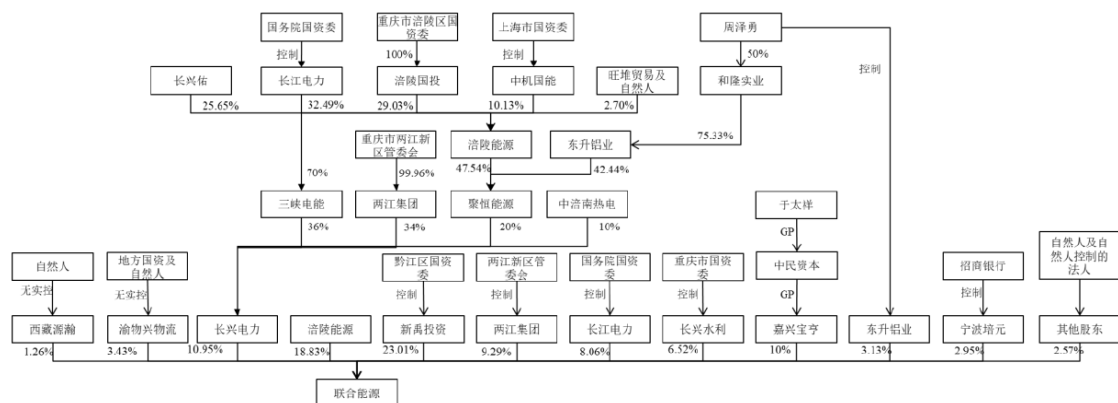
2017 年 2 月，长江电力、涪陵能源、新禹投资、两江集团、渝富集团等 5 名法人发起设立联合能源，以联合能源为整合平台、按照“突出主业”的原则整合重庆区域存量配售电企业；2017 年 4 月，国家发改委批复《重庆联合能源有限责任公司混合所有制改革试点方案》，联合能源混改项目纳入混合所有制改革第二批试点；2018 年 3 月，联合

能源收购并完成聚龙电力、乌江实业、渝新通达的股权交割，目前全资控股乌江实业和聚龙电力。主营业务方面：

1) **电力生产、供应及服务业务**。联合能源通过子公司聚龙电力及乌江电力（乌江实业全资子公司）开展电力生产、供应及服务业务。聚龙电力及乌江电力均为集电力发、配、售为一体的地方电力企业，分别拥有以 220 千伏线路为骨干、110KV、35KV 及 10KV 等线路为辐射、直达用户的独立输配电网络，主要通过自有水力发电机组发电以及向国家电网、南方电网外购电满足自有电网内工业用户的用电需求。截至 2019 年 6 月 30 日，联合能源合计拥有控股装机容量 47.64 万千瓦，220KV 变电站 5 座，110KV 变电站 11 座，110KV 及以上等级的输电线路超过 1700 千米。**2017、2018 年收入分别为 33.00、31.07 亿元，占比总收入分别为 80.94%、77.78%，是联合能源的主要业务。**

2) 锰矿开采及电解锰生产加工销售业务。主要通过乌江实业子公司贵州武陵锰业和乌江实业贸易公司开展，2017、2018 年收入分别为 7.69、8.77 亿元，占比总收入分别为 18.86%、21.95%。

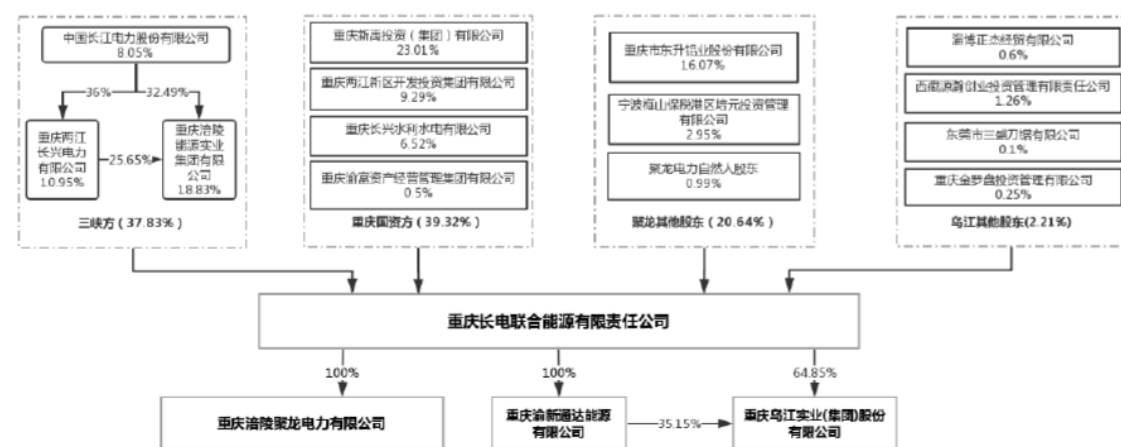
图 20: 截至 2019 年年底, 联合能源的股权结构



数据来源：公司公告、东吴证券研究所

乌江电力：成立于 2005 年，是乌江实业旗下的电力业务板块，集发电与输配电为一体。截至 2019 年 3 月末，公司拥有水电站 9 座、联营电站 1 座，主要分布于乌江流域的阿蓬江、酉水河及梅江，在手控股装机容量为 35.85 万千瓦、权益装机容量为 38.33 万千瓦；220 千伏及 110 千伏变电站 10 座，变电站容量合计 175.1 万千伏安；高压输电线路 1157 公里（其中 220KV 线路 285.16 公里、110KV 线路 629 公里、35KV 线路及以下 242.84 公里）；年供电能力为 60 亿千瓦时，所属用户设备安装容量为 60 万千伏安；并网容量为 35.85 万千瓦。

图 21: 截至 2019 年年底, 乌江电力的股权结构



数据来源：公司公告、东吴证券研究所

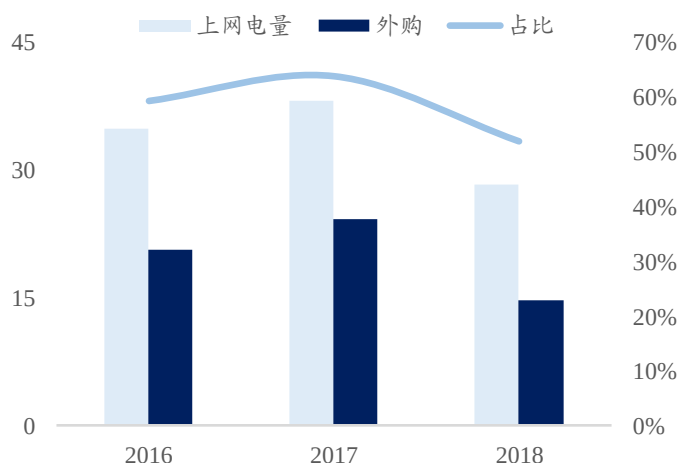
2016-2018 年，乌江电力上网电量分别为 34.78、38.11、28.35 亿千瓦时，其中外购电量分别为 20.62、24.29、14.75 亿千瓦时，占比上网电量分别为 59.29%、63.74%、52.03%；售电量分别为 34.27、37.63、27.80 亿千瓦时，线损率分别为 1.55%、1.48%、1.94%；平均销售电价分别为 0.4763、0.4324、0.4786 元/千瓦时（含税），平均外购电价分别为 0.4155、0.3610、0.4120 元/千瓦时（含税）。2016-2018 年，公司营收分别为 12.75、14.72、11.41 亿元，增速分别为-2.45%、15.45%、-22.49%；归母净利润分别为 2.24、0.70、1.80 亿元，增速分别为 56.64%、-68.75%、157.14%；毛利率分别为 41.16%、33.65%、36.21%，净利率分别为 17.55%、4.75%、15.79%，ROE 分别为 12.48%、3.96%、10.25%。

表 5: 截至 2019 年 3 月末公司在手电站情况 (万千瓦)

电站名称	所在流域	装机规模	持股比例	权益规模
大河口	阿蓬江	8.25	100%	8.25
渔滩		2.80	100%	2.80
梯子洞		3.60	100%	3.60
舟白		2.40	100%	2.40
箱子岩		3.20	100%	3.20
朝阳寺		7.50	33%	2.48
双泉		0.20	100%	0.20
石堤	酉水河	12.00	100%	12.00
宋农		1.20	100%	1.20
三角滩	梅江	2.20	100%	2.20
合计		43.35		38.33

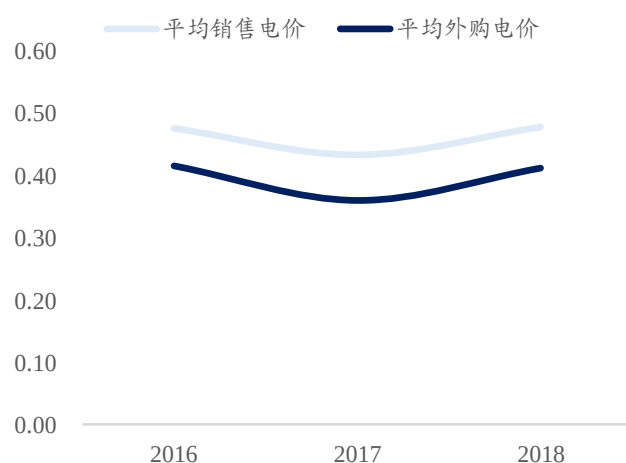
数据来源：公司公告、东吴证券研究所

图 22: 2016-2018 年公司的上网和外购电量 (亿千瓦时)



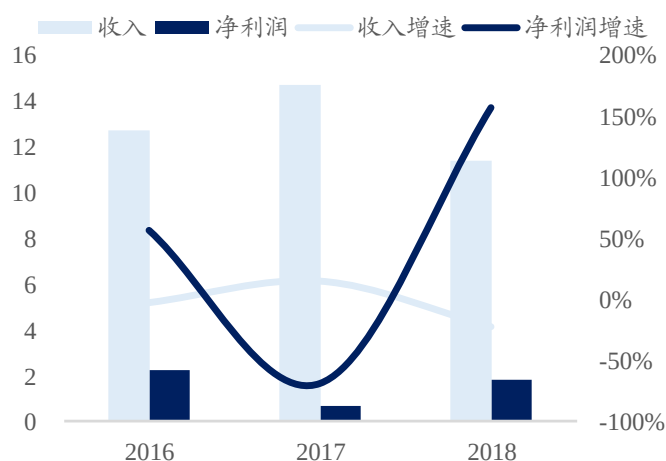
数据来源: Wind、东吴证券研究所

图 23: 2016-2018 年公司的电价情况 (元/千瓦时)



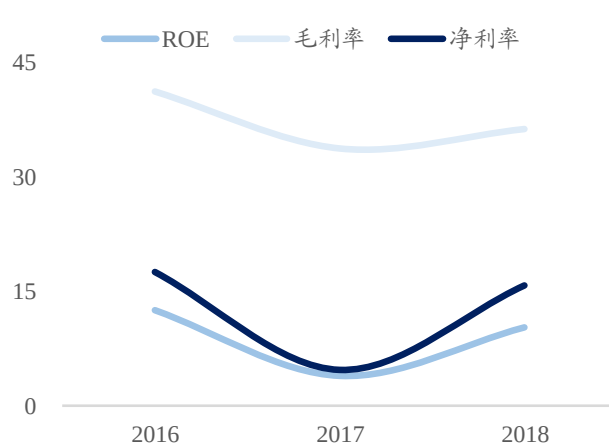
数据来源: Wind、东吴证券研究所

图 24: 2016-2018 年公司的收入和净利润情况 (亿元)



数据来源: Wind、东吴证券研究所

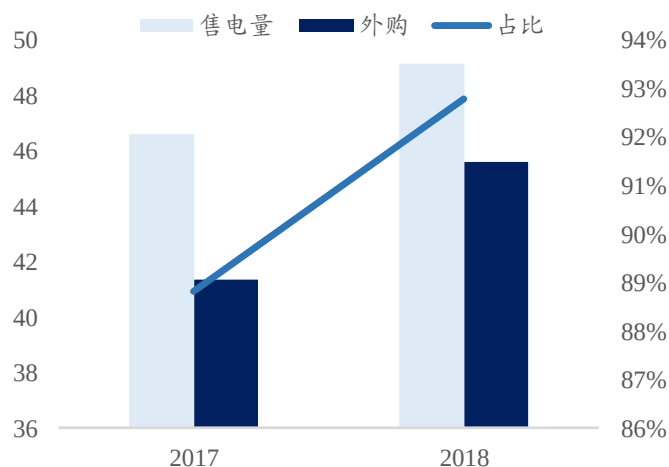
图 25: 2016-2018 年公司的盈利能力 (%)



数据来源: Wind、东吴证券研究所

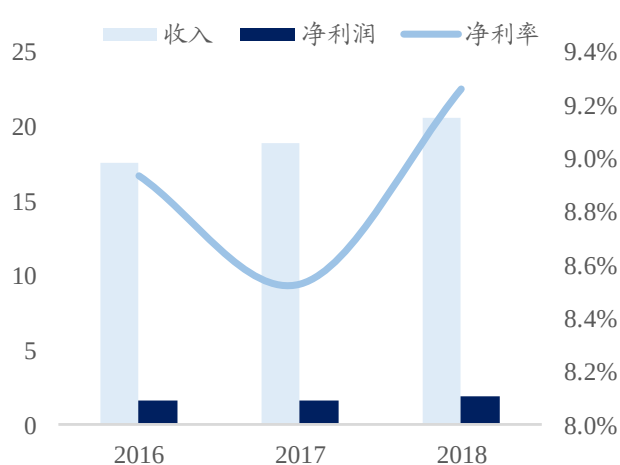
聚龙电力: 成立于 2007 年, 是集电力发、配、售为一体的地方电力企业, 主要通过自有水力发电机组发电以及向国家电网、南方电网外购电满足自有电网内工业用户的用电需求。截至 2019 年 6 月, 公司下辖石板水电厂布置水轮发电机四台, 合计装机容量为 11.50 万千瓦; 已建成以 220 千伏为骨干、110 千伏为辐射的电网结构, 拥有 220 千伏变电站 3 座, 110 千伏变电站 5 座, 110kV 及以上等级的输电线路超过 700 千米。2016-2018 年, 公司售电量分别为 42.92、46.59、49.14 亿千瓦时 (其中 2017、2018 年外购电量分别为 41.38、45.60 亿千瓦时, 占比售电量分别为 88.82%、92.80%), 售电均价分别为 0.4016、0.4010、0.4132 元/千瓦时 (不含税), 实现售电收入分别为 17.23、18.68、20.30 亿元; 总收入分别为 17.57、18.88、20.62 亿元, 归母净利润分别为 1.57、1.61、1.91 亿元, 净利率分别为 8.94%、8.53%、9.26%。

图 26: 2017、2018 年公司的外购电情况 (亿千瓦时)



数据来源: Wind、东吴证券研究所

图 27: 2016-2018 年公司的收入和净利润情况 (亿元)

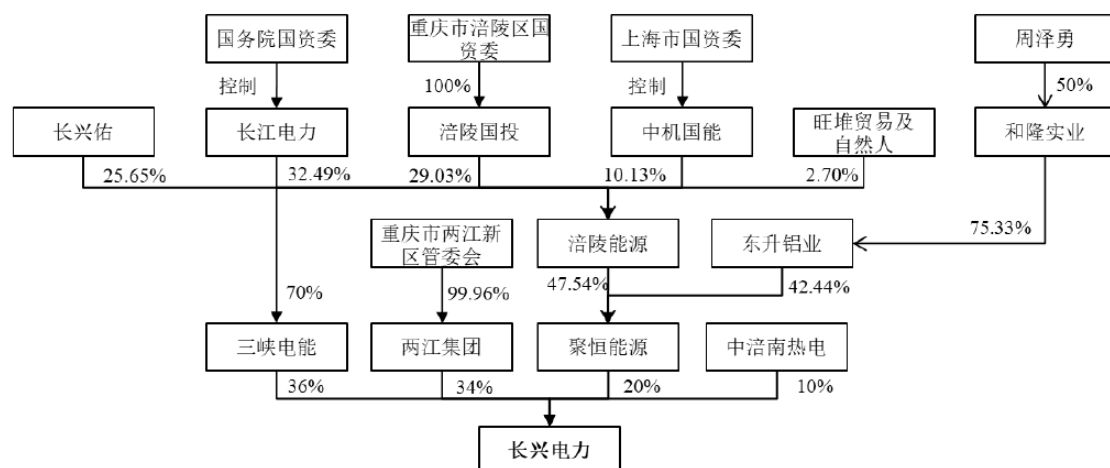


数据来源: Wind、东吴证券研究所

3.3. 收购标的资产之长兴电力: 首批挂牌售电公司, 增量配售电业务开展平台

公司成立于 2015 年 8 月, 股东分别为长江电力 (持股 36%)、两江集团 (持股 34%)、聚龙电力 (持股 20%, 后转让给聚恒能源)、中涪南热电 (持股 10%)。2015 年 12 月, 公司取得重庆市政府授予的售电公司牌照, 与重庆能投售电有限公司 (重庆市能投集团控股) 和重庆渝西港桥电力有限公司 (国电投集团控股) 一起成为首批挂牌成立的三家试点售电公司。公司主要通过子公司两江城电、长兴渝、两江综合能源、两江供电从事电力工程建筑安装、智慧电力运维、配售电等业务, 供电范围覆盖两江新区工业开发区 (鱼复、龙兴、水土工业园区), 以及万盛平山工业园区、中石化涪陵页岩气示范区等改革试点核心区域, 2017、2018 年营业收入分别为 1.26、1.05 亿元, 归母净利润分别为 -0.06、0.10 亿元。

图 28: 截至 2019 年年底, 长兴电力的股权结构



数据来源：公司公告、东吴证券研究所

1) **电力工程建筑安装业务**：主要以控股子公司两江城电为业务实施载体，承接的代表性项目包括龙兴安置房二期配电工程、能通公司电力线路改造项目、龙兴聚居北公租房配电工程、国富沙磁文化广场及配套住宅项目（A区）高低压变配电工程、国富沙磁文化广场及配套住宅项目（B区）高低压变配电工程、隆鑫盛世普天A/B区变配电工程、重庆220kV观音堂配电工程等，2017、2018年的收入分别为1.12、0.90亿元，毛利率分别为19.63%、17.87%。

2) **智慧电力运维业务**：主要包括电力运维业务和综合能源业务，分别由控股子公司长兴渝和两江综合能源作为业务实施载体，已承接的项目包括两江集团总部汽车充电基地充电站（已于2018年上线运营）、重庆市第九人民医院两江分院、重庆三峡中心医院江南分院、湖北阳新润阳余热发电项目（已取得行政主管部门核准）；荆州市中心医院荆北新院项目、中国摩（重庆）三、四期商业综合体等。

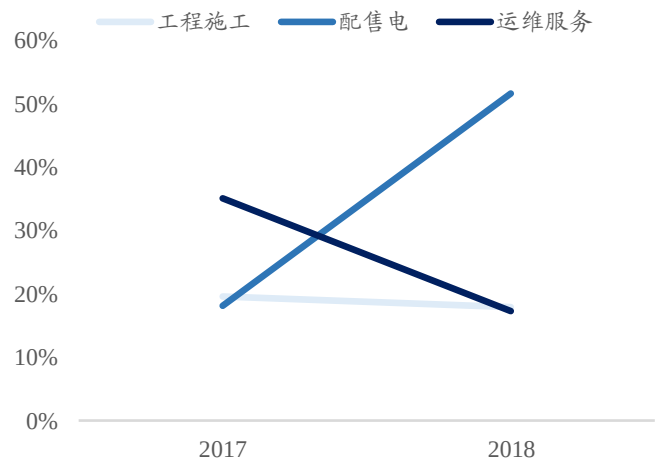
3) **配售电业务**：公司通过与国家电网战略合作，于2018年3月分别出资50%成立两江供电，两江供电于2018年5月取得电力业务许可证（供电类），配售电业务以两江供电为主要经营主体开展。两江供电作为电力改革试点企业，获准于两江新区中龙兴、水土工业园区相应授权范围内进行增量配网的建设，目前已拥有220kV南花堡变电站和220kV观音堂变电站，该建成变电站正在实施接入程序。未来随着两江新区入驻企业的增加以及相应企业的发展，变电站设施的接入投产以及未来增量配网的持续建设，预计配电业务将取得快速发展。

图 29：2017、2018 年公司的收入和净利润情况（亿元）

图 30：2017、2018 年公司分业务的毛利率情况



数据来源：Wind、东吴证券研究所



数据来源：Wind、东吴证券研究所

4. 兑现：短期三峡电入渝降成本、长期整合地方配电网资产，打造电改龙头可期

四网融合后，1) **短期来看**：假设三峡电站入渝电量可完全替代目前联合能源和三峡水利外购的电量（2018 年为 73.65 亿度）、过网费为 0.03 元/千瓦时，则外购电成本（不含税）将下降至 0.2343 元/千瓦时，相比三峡电入渝前外购电成本（0.3397 元/千瓦时）下降 31.03%；毛利为 17.73 亿元，相比三峡电入渝前增加 77.81%；毛利率为 43.07%，相比三峡电入渝前提升 18.85 个百分点。2) **中期来看**：预计到 2025 年三峡电网售电量为 173.19 亿千瓦时，乌、白电站投产后，假设平均销售电价（不含税）仍然为 0.4298 元/千瓦时、外购电成本（不含税）仍然为 0.2343 元/千瓦时，则可以算出 2025 年收入规模为 74.44 亿元，相比四网融合初期收入（41.16 亿元）增长 80.84%；毛利为 32.86 亿元，相比四网融合初期毛利（17.73 亿元）增长 85.37%；毛利率为 44.15%，相比四网融合初期毛利率（43.07%）提升 1.08 个百分点。3) **长期来看**：假设到 2030 年，地方电网售电量占比仍然为 23.74%（对应售电量为 2.79 万亿千瓦时），且公司在四网融合后，立足重庆、逐步向全国范围内扩张，通过收购、新建、共建等方式整合更多地方存量和增量配电网资产，在地方售电量总额中占比达到 10%，则对应售电量规模将达到 0.28 万亿千瓦时，相比四网融合初期（95.77 亿千瓦时）增长 28.13 倍、相比四网融合中期（173.19 亿千瓦时）增长 15.11 倍。届时，“三峡电网”有望成为除了国家电网、南方电网之外，具备发配售电一体化及综合能源服务提供能力的“第三张网”。

4.1. 短期：三峡电入渝降成本，四网融合后公司盈利能力有望大幅改善

根据我们在前文中的介绍：1) **三峡水利**，2017、2018 年售电量分别为 17.57、18.83

亿千瓦时，其中外购电量分别为 9.17、13.30 亿千瓦时；平均成本为 0.3323、0.4052 元/千瓦时，其中外购电价（不含税）为 0.3315、0.3334 元/千瓦时；销售电价为 0.5139、0.5104 元/千瓦时，毛利率为 35.34%、20.60%。2）**乌江电力**，2017、2018 年售电量分别为 37.63、27.80 亿千瓦时，其中外购电量分别为 24.29、14.75 亿千瓦时；平均成本为 0.2578、0.2583 元/千瓦时，其中外购电价（不含税）为 0.3112、0.3646 元/千瓦时；销售电价为 0.3888、0.4047 元/千瓦时，毛利率为 33.70%、36.18%。3）**聚龙电力**，2017、2018 年售电量分别为 46.59、49.14 亿千瓦时，其中外购电量分别为 41.38、45.60 亿千瓦时；销售电价为 0.4010、0.4132 元/千瓦时。

因此，加总后，2017、2018 年联合能源和三峡水利合计售电量分别为 101.79、95.77 亿千瓦时，其中**外购电量分别为 74.84、73.65 亿千瓦时，占比分别为 73.52%、76.90%**；销售成本分别为 0.3044、0.3257 元/千瓦时，其中**平均外购电价(不含税)分别为 0.3249、0.3397 元/千瓦时，分别高于自发电成本 31.34%、21.62%**；销售电价（不含税）分别为 0.4160、0.4298 元/千瓦时，毛利率分别为 26.83%、24.22%。

表 6：2017、2018 年公司和联合能源售电量、外购电量及成本（元/千瓦时）

	2017	2018
三峡水利		
外购电量（亿千瓦时）	9.17	13.30
售电量（亿千瓦时）	17.57	18.83
平均外购电价（不含税）	0.3315	0.3334
平均度电成本（不含税）	0.3323	0.4052
销售电价（不含税）	0.5139	0.5104
毛利率	35.34%	20.60%
乌江电力		
外购电量（亿千瓦时）	24.29	14.75
售电量（亿千瓦时）	37.63	27.80
平均外购电价（不含税）	0.3112	0.3646
平均度电成本（不含税）	0.2578	0.2583
销售电价（不含税）	0.3888	0.4047
毛利率	33.70%	36.18%
聚龙电力		
外购电量（亿千瓦时）	41.38	45.6
售电量（亿千瓦时）	46.59	49.14
销售电价（不含税）	0.4010	0.4132
毛利率	17.34%	19.31%
合计		
联合能源售电量（亿千瓦时）	84.22	76.94

联合能源外购电量（亿千瓦时）	65.67	60.35
外购电量占比	77.97%	78.44%
平均外购电价（不含税）	0.3240	0.3410
联合能源+三峡水利售电量（亿千瓦时）	101.79	95.77
联合能源+三峡水利外购电量（亿千瓦时）	74.84	73.65
外购电量占比	73.52%	76.90%
平均外购电价（不含税）	0.3249	0.3397

数据来源：公司公告、东吴证券研究所

四网融合后，三峡电入渝将显著降低外购电成本。根据长江电力官网上的信息，目前我国水电上网电价主要采用成本加成、落地省区电价倒推和水电标杆电价三种定价方式，此外，个别地区已开始采用市场化交易的定价方式。2014年1月，国家发改委发布的《关于完善水电上网电价形成机制的通知》中明确提出，在2014年2月1日后所有新建的跨省、跨区域送电的水电站，其外送电量的上网电价均采用倒推电价方式制定。长江电力所属向家坝电站、溪洛渡电站采用倒推电价，葛洲坝电站采用成本加成的定价方式。三峡电站电价根据国家计委发布《关于三峡水电站电能消纳方案的请示的通知》（计基础【2001】2668号），在实行“竞价上网”之前，送电到各省市的落地电价，原则上按照受电省市电厂同期的平均上网电价水平确定，并随受电省市平均电价水平的变化而浮动。

2018年三峡电站送重庆市的上网电价（含税）为0.2309元/千瓦时，假设四网融合后，三峡电站入渝电量可完全替代目前联合能源和三峡水利外购的电量（2018年为73.65亿度）、过网费为0.03元/千瓦时，**则外购电成本（不含税）将下降至0.2343元/千瓦时，相比三峡电入渝前外购电成本（0.3397元/千瓦时）下降31.03%；毛利为17.73亿元，相比三峡电入渝前增加77.81%；毛利率为43.07%，相比三峡电入渝前提升18.85个百分点。**

表 7：长江电力所属 4 座电站售电区域及电量分配情况

电站名称	丰水期	枯水期	备注
三峡电站	广东 50%、华东 50%，超过区域设计输电能力送华中消纳	广东 16%、华东 32%和华中 52%按电量比例消纳	丰水期（5月至9月），枯水期（10月至次年4月）；计基础[2001]2668号文和发改能源[2007]546号文
	重庆，40 亿千瓦时/年		
葛洲坝电站	华中、华东区域		
向家坝电站	上海	四川 15%、云南 15%和上海 70%	丰水期（6月至10月），枯水期（11月至次年5月）。由于向家坝与云南电网无电气联系，枯水期向家坝留云
溪洛渡电站	浙江 50%、广东 50%	四川 15%、云南 15%、浙江	

35%、广东 35%

南电量与溪洛渡留四川电量进行置换。置换后，枯水期溪洛渡留存 30%电量由四川、云南按 7:23 比例消纳，向家坝留存 30%电量全部由四川消纳

数据来源：长江电力官网、东吴证券研究所

表 8：三峡电站上网电价执行情况（元/千瓦时）

三峡送电省市	2005 年前	2005 年至 2008 年	2008 年至 2011 年	2011 年后
上海市	0.2575	0.2616	0.2686	0.2705
浙江省	0.2751	0.2792	0.2862	0.2881
江苏省	0.2319	0.2354	0.2424	0.2443
华东电网 安徽省	0.2174	0.2217	0.2287	0.2306
湖北省	0.2169	0.2236	0.2306	0.2506
湖南省	0.2286	0.2236	0.2397	0.2416
江西省	0.2679	0.2729/0.2479	0.255	0.2569
河南省	0.2258	0.2319	0.2389	0.2408
华中电网 重庆市	0.2185	0.222	0.229	0.2309
广东省	0.2953	0.2988	0.3111	0.3130

数据来源：长江电力官网、东吴证券研究所

表 9：葛洲坝电站上网电价执行情况（元/千瓦时）

消纳区域	2003 年	2004 年	2005 年	2009 年	2011 年	备注
湖北	0.151	0.153	0.1599	0.18	0.195	2011 年 12 月起，送湖北基数电量 107.23 亿千瓦时以内按 0.195 元每千瓦时结算，超出部分按 0.255 元结算
湖南、河南、江西、上海、安徽、江苏、浙江	24.54	61.35	0.22	0.24	0.255	

数据来源：长江电力官网、东吴证券研究所

表 10：溪洛渡、向家坝电站上网电价执行情况（元/千瓦时）

年份	向家坝	溪洛渡左岸	溪洛渡右岸	备注
2013		0.3398	0.364	《国家发展改革委关于向家坝、溪洛渡水电站有关电价问题的通知》（发改价格[2013]121 号），明确向家坝和溪洛渡电站作为一组电源统一核定上网电价
2015		0.3218	0.3421	
2016		0.296	0.3244	
2017		0.3006	0.3263	

2018	0.3006	0.32631	2018 年, 向家坝市场化交易电量电价按照受电省市市场化交易确定; 溪洛渡右岸, 基础电量上网电价为 326.31 元/兆瓦时; 市场化交易电量电价由购售双方协商, 参照广东省内 2018 年各月月度竞价市场化交易成交结果确定
------	--------	---------	--

数据来源: 长江电力官网、东吴证券研究所

4.2. 中期: 乌、白电站投产进一步优化电源结构, 收入与毛利率水平齐升

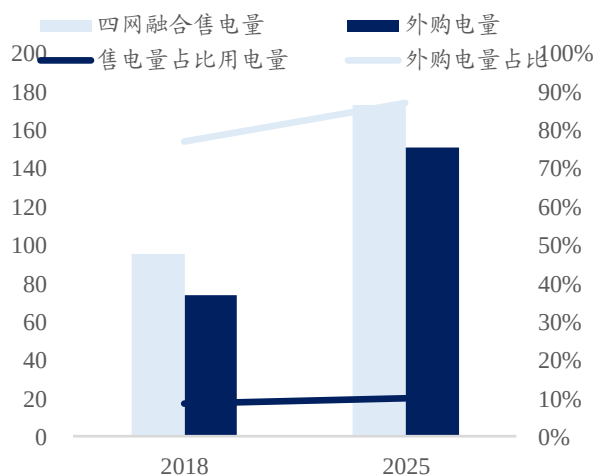
供给端: 根据长江电力的官网信息, 1) 乌东德电站, 预计装机容量为 1020 万千瓦 (左右岸各 8*85 万千瓦机组), 年设计发电量为 389 亿千瓦时, 预计将于 2020 年开始首台机组投产; 2) 白鹤滩电站, 预计装机容量为 1600 万千瓦 (左右岸各 8*100 万千瓦机组), 年设计发电量为 624 亿千瓦时, 预计将于 2021 年开始首台机组投产。乌、白电站完全投产后, 将增加发电量 1013 亿千瓦时/年, 相比原有四大电站合计发电量 (1919 亿千瓦时/年) 提升 52.79%。

需求端: 2011-2019 年, 重庆市 GDP 从 1.00 增加至 2.36 万亿元, 8 年 CAGR 为 11.32%; 2011-2018 年, 重庆市全社会用电量从 717.03 增加至 1114.47 亿度, 7 年 CAGR 为 6.50%; 假设到 2025 年, 重庆市 GDP 增速仍保持为 10% 左右、全社会用电量仍保持为 6.50%, 则对应全社会用电量为 1731.87 亿千瓦时。根据公司公告, 2018 年联合能源在重庆市内售电量为 71.47 亿千瓦时, 占比重庆市用电量为 6.41%; 假设到 2025 年, 四网融合 (联合能源+三峡水利+长兴电力) 占比达到 10%, 则对应售电量为 173.19 亿千瓦时, 其中自发电量与 2018 年相同, 则可以算出外购电量为 151.07 亿千瓦时。

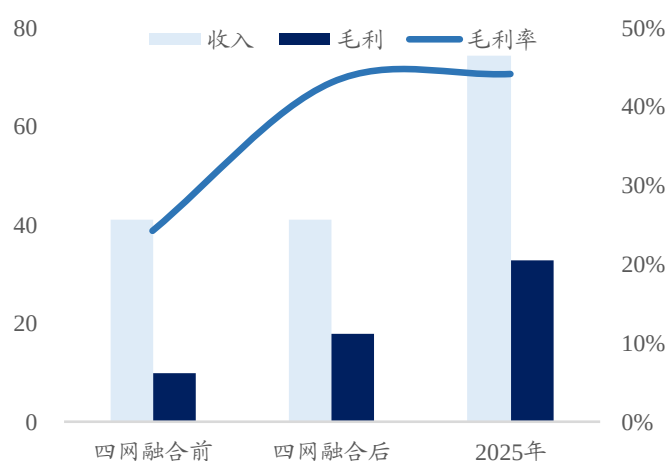
盈利能力测算: 相比四网融合初期收入增长 80.84%、毛利增长 85.37%。 假设平均销售电价 (不含税) 仍然为 0.4298 元/千瓦时、外购电成本 (不含税) 仍然为 0.2343 元/千瓦时, 则可以算出 2025 年收入规模为 74.44 亿元, 相比四网融合初期收入 (41.16 亿元) 增长 80.84%; 毛利为 32.86 亿元, 相比四网融合初期毛利 (17.73 亿元) 增长 85.37%; 毛利率为 44.15%, 相比四网融合初期毛利率 (43.07%) 提升 1.08 个百分点。

图 31: 四网融合初期、中期售电和外购电量 (亿千瓦时)

图 32: 四网融合初期、中期的收入和毛利率 (亿元)



数据来源：Wind、东吴证券研究所



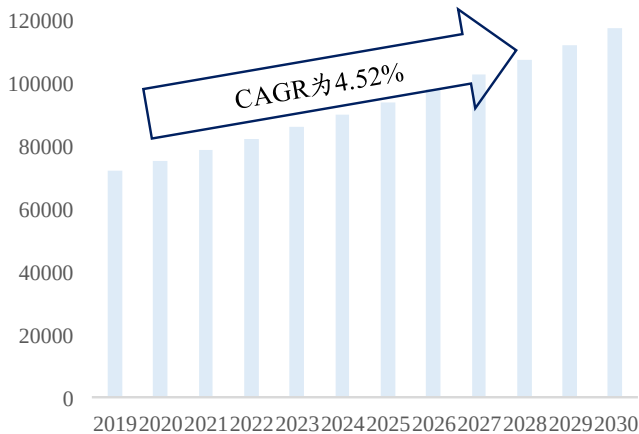
数据来源：Wind、东吴证券研究所

4.3. 长期：整合更多地方配电网资产，以重庆为核心打造“第三张网”可期

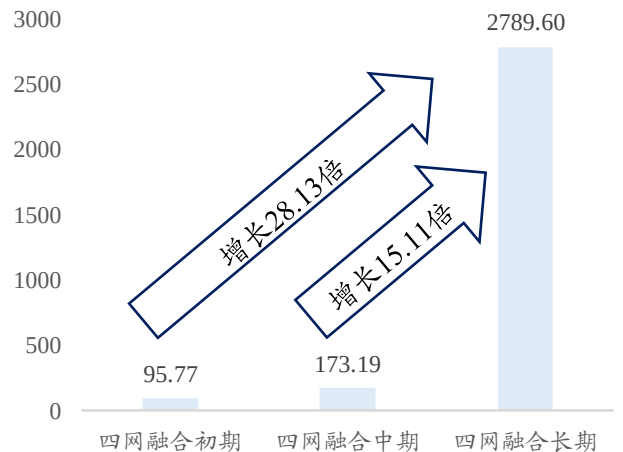
根据国家能源局数据，2018 年我国全社会用电量为 6.84 万亿千瓦时，其中国家电网售电量为 4.24 万亿千瓦时，占比为 61.99%；南方电网售电量为 0.98 万亿千瓦时，占比为 14.27%，两者加总合计占比 76.26%，剩余 23.74%（对应售电量为 1.62 万亿千瓦时）掌握在各地方电网公司手中。2011-2019 年，全社会用电量从 4.70 增长至 7.23 万亿度，8 年 CAGR 为 5.52%，假设 2019-2030 年用电量 CAGR 下降至 4.52%，则可以推算出 2030 年全社会用电量约为 11.75 万亿千瓦时。假设到 2030 年，地方电网售电量占比仍然为 23.74%（对应售电量为 2.79 万亿千瓦时），且公司在四网融合后，立足重庆、逐步向全国范围内扩张，通过收购、新建、共建等方式整合更多地方存量和增量配电网资产，在地方售电量总额中占比达到 10%，则对应售电量规模将达到 0.28 万亿千瓦时，相比四网融合初期（95.77 亿千瓦时）增长 28.13 倍、相比四网融合中期（173.19 亿千瓦时）增长 15.11 倍。届时，“三峡电网”有望成为除了国家电网、南方电网之外，具备发配售电一体化及综合能源服务提供能力的“第三张网”。

图 33：预测 2019-2030 年全社会用电量情况（万千瓦时）

图 34：四网融合不同阶段的售电量对比（亿千瓦时）



数据来源：Wind、东吴证券研究所



数据来源：Wind、东吴证券研究所

5. 盈利预测与估值

核心假设:

1) 如果重组未完成, 2020-2022 年公司售电量分别为 20.02、21.32、22.71 亿千瓦时, 同比增速分别为 3.14%、6.50%、6.50%; 其中外购电量分别为 13.78、15.06、16.49 亿千瓦时, 同比增速分别为-3.27%、9.26%、9.48%; 外购电成本分别为 3.23、3.53、3.86 亿元, 占比电力业务总成本分别为 52.50%、55.36%、57.75%。

2) 如果重组完成, 2020-2022 年公司售电量分别为 131.25、136.44、144.08 亿千瓦时, 同比增速分别为 31.74%、3.96%、5.60%; 其中外购电量分别为 108.06、113.14、120.82 亿千瓦时, 同比增速分别为 32.21%、4.70%、6.79%。

盈利预测:

1) 如果重组未完成, 2020-2022 年公司营收分别为 13.46、14.22、15.04 亿元, 增速分别为 3.01%、5.64%、5.74%; 归母净利润分别为 3.73、4.10、4.42 亿元, 增速分别为 94.50%、10.07%、7.59%; EPS 分别为 0.38、0.41、0.44 元。

2) 如果重组完成, 2020-2022 年公司营收分别为 61.77、64.22、67.75 亿元, 增速分别为 38.55%、3.96%、5.50%; 归母净利润分别为 8.10、12.50、13.13 亿元, 增速分别为 71.97%、54.30%、5.09%; EPS 分别为 0.44、0.68、0.72 元。

估值及投资建议: 资产重组完成情况下, 我们预计公司 2020-2022 年备考 EPS 分别为 0.44、0.68、0.72 元, 对应 PE 分别为 22、14、13 倍, 考虑到: 1) 引子: 外购电占比过高拖累电力业务盈利能力, 数轮增持长电终成控股股东; 2) 背景: 电改浪潮起+重庆排头兵, 三峡集团主导打造发配售电一体化是顺势而为; 3) 布局: “四网融合”重大资产重组方案解读, 过程虽有曲折但光明前景可期; 4) 兑现: 短期三峡电入渝降成本、长

期整合地方配电网资产，打造电改龙头可期；长期来看，“三峡电网”有望成为除了国家电网、南方电网之外，具备发配售电一体化及综合能源服务提供能力的“第三张网”。因此，我们首次给予公司“买入”评级。

表 11：公司与 A 股部分电力行业标的的估值比较（净利润为备考）

公司	净利润（亿元）			PE		
	2019E	2020 E	2021 E	2019 E	2020 E	2021 E
三峡水利	4.71	8.10	12.50	38	22	14
岷江水电	3.12	4.56	5.06	48	32	26
涪陵电力	4.22	4.67	5.14	14	13	12

数据来源：岷江水电、涪陵电力盈利预测均来自于 Wind 一致预期，东吴证券研究所

6. 风险提示

- 1) 宏观经济下行使得终端工业用电需求减弱，来水波动较大，发电小时数不达预期；
- 2) 上网电价受到政策影响持续下降，公司业绩受到电价下行的影响；
- 3) 公司资产重组进程不达预期，资产重组可能会引起商誉较高，联合能源业绩承诺未能顺利完成；
- 4) 电力改革推进进度不达预期，三峡电入渝进展不达预期。

三峡水利三大财务预测表

资产负债表 (百万 元)	2019A	2020E	2021E	2022E	利润表 (百万元)	2019A	2020E	2021E	2022E
流动资产	854	1,097	1,461	1,822	营业收入	1,307	1,346	1,422	1,504
现金	639	913	1,230	1,618	减:营业成本	1,067	888	920	963
应收账款	87	73	96	83	营业税金及附加	12	12	12	13
存货	46	22	49	25	营业费用	0	0	0	0
其他流动资产	81	90	87	96	管理费用	101	120	128	144
非流动资产	4,288	4,192	4,109	4,024	财务费用	47	37	37	31
长期股权投资	59	79	99	120	资产减值损失	0	20	21	23
固定资产	3,665	3,548	3,437	3,327	加:投资净收益	20	20	20	20
在建工程	147	150	160	168	其他收益	30	0	0	0
无形资产	24	21	18	15	营业利润	221	408	449	483
其他非流动资产	394	394	394	394	加:营业外净收支	0	-2	-2	-2
资产总计	5,142	5,289	5,571	5,845	利润总额	221	405	446	480
流动负债	861	799	831	833	减:所得税费用	36	51	56	60
短期借款	0	0	0	0	少数股东损益	-6	-18	-20	-22
应付账款	263	301	283	328	归属母公司净利润	192	373	410	442
其他流动负债	598	498	548	506	EBIT	257	414	454	485
非流动负债	1,293	1,247	1,201	1,153	EBITDA	425	575	618	650
长期借款	828	782	736	689					
其他非流动负债	465	465	465	465	重要财务与估值指 标	2019A	2020E	2021E	2022E
负债合计	2,154	2,046	2,031	1,987	每股收益(元)	0.19	0.38	0.41	0.44
少数股东权益	-68	-86	-106	-128	每股净资产(元)	3.08	3.35	3.67	4.01
					发行在外股份(百万 股)	993	993	993	993
归属母公司股东权益	3,056	3,330	3,646	3,987	ROIC(%)	4.9%	7.9%	8.2%	8.3%
负债和股东权益	5,142	5,289	5,571	5,845	ROE(%)	6.2%	10.9%	11.0%	10.9%
					毛利率(%)	18.3%	34.0%	35.3%	36.0%
现金流量表 (百万 元)	2019A	2020E	2021E	2022E	销售净利率(%)	14.7%	27.7%	28.9%	29.4%
经营活动现金流	357	556	554	626	资产负债率(%)	41.9%	38.7%	36.5%	34.0%
投资活动现金流	28	-44	-60	-60	收入增长率(%)	0.7%	3.0%	5.6%	5.7%
筹资活动现金流	-207	-237	-177	-178	净利润增长率(%)	-10.3%	94.5%	10.1%	7.6%
现金净增加额	178	274	317	388	P/E	49.89	25.65	23.30	21.66
折旧和摊销	168	161	163	166	P/B	3.13	2.87	2.62	2.40
资本开支	325	-117	-103	-106	EV/EBITDA	23.98	17.03	15.25	13.78
营运资本变动	-8	24	-16	30					

数据来源: 贝格数据, 东吴证券研究所

免责声明

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属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投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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。

本报告的版权归本公司所有，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、刊发、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

买入：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 15%以上；

增持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 5%与 15%之间；

中性：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-5%与 5%之间；

减持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来 6 个月内，行业指数相对强于大盘 5%以上；

中性：预期未来 6 个月内，行业指数相对大盘-5%与 5%；

减持：预期未来 6 个月内，行业指数相对弱于大盘 5%以上。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街 5 号

邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>