

电力市场化“质变”来临

——《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》点评

行业动态

◆**事件**：6月27日，国家发改委网站发布《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》（发改运行〔2019〕1105号，以下简称“本次通知”），进一步全面放开经营性电力用户发用电计划，提高电力交易市场化程度，深化电力体制改革。

◆**政策背景**：发用电计划放开起源于本轮电力体制改革。近年来发用电计划放开节奏加快，2018年放开煤炭、钢铁、有色、建材等4个行业电力用户发用电计划。我们认为，本次通知是电力体制改革的深入推进，发用电计划范围进一步扩大。此外，2019年政府工作报告强调“深化电力、油气、铁路等领域改革，自然垄断行业要根据不同行业特点实行网运分开，将竞争性业务全面推向市场”，本次通知的发布亦落实政府工作报告要求。

◆**电力市场化规模扩张在即**：本次通知要求，经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开。我们测算经营性行业用电量占全社会用电量的比例约53%。假设政策顺利推进，经营性电力用户发用电计划全面放开，则市场化交易电量占比的理论空间为53%，较2018年提升23个百分点。亦高于多数电力行业上市公司的市场化交易电量占比水平。考虑到本次通知发布时点及政策推进节奏，我们预计2020年起电力市场化交易有望显著放量。

◆**降成本背景下，支持中小用户参与市场化交易**：新电改推进以来，受制于准入条件等因素，中小用户电力市场化参与程度较低。在2018年四大高耗能行业全面放开发用电计划试点的基础上，我们认为中小用户用电有望成为市场化交易的重要增量。本次通知明确强调“积极支持中小用户由售电公司代理参加市场化交易”，且中小用户参与方式灵活（亦可保持现有购电方式）。在降成本背景下，中小用户将有效分享改革红利。

◆**电价形成机制的“质变”**：多年以来，电力行业因电价机制的非市场化而被产业投资者、二级市场投资者所诟病。参考2018年四大高耗能行业电力用户试点，我们认为中长期来看，全面放开经营性发用电计划后，“基准电价+浮动机制”的市场化定价机制将占主导地位，电价由发电成本和电力供需情况决定。电价形成机制的改革将引发电力股投资框架的变化，长期影响不宜低估。

◆**清洁能源优先保障，价格竞争大势所趋**：为缓解清洁能源消纳问题，本次通知提出重点考虑核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源的保障性收购，保障工作视电源类型、区域差异而定。我们认为，从长期来看，随着清洁能源比例和电力市场化程度提升，清洁能源的价格竞争日趋激烈。

◆**风险分析**：电力市场化改革进度低于预期，上网电价超预期下行，用电需求低于预期等。

增持（维持）

分析师

王威（执业证书编号：S0930517030001）

021-52523818

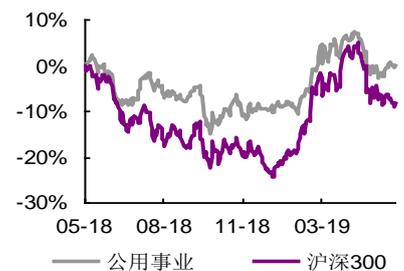
wangwei2016@ebsecn.com

于鸿光（执业证书编号：S0930519060001）

021-52523819

yuhongguang@ebsecn.com

行业与上证指数对比图



资料来源：Wind

相关研报

捕捉基本面掩护下的“改革躁动”——电力行业2019年下半年投资策略

..... 2019-06-11

美丽新世界——《关于积极推进电力市场化交易 进一步完善交易机制的通知》点评

..... 2018-07-19

与其苟延残喘，不如从容燃烧——公用事业2019年度投资策略

..... 2018-12-26

1、事件

2019年6月27日，国家发改委网站发布《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》（发改运行〔2019〕1105号，详见附录，以下简称“本次通知”），总体包括：

- (1) 全面放开经营性电力用户发用电计划；
- (2) 支持中小用户参与市场化交易；
- (3) 健全全面放开经营性发用电计划后的价格形成机制；
- (4) 切实做好公益性用电的供应保障工作；
- (5) 切实做好规划内清洁能源的发电保障工作；
- (6) 加强电力直接交易的履约监管；
- (7) 保障措施。

2、政策背景

发用电计划放开起源于本轮电力体制改革。2015年新一轮电力体制改革启动，按照“管住中间、放开两头”的体制架构开展，《关于有序放开发用电计划的实施意见》亦成为新电改的六大配套文件之一。近年来发用电计划放开节奏加快，2018年放开煤炭、钢铁、有色、建材等4个行业电力用户发用电计划，全电量参与交易，并承担清洁能源配额。我们认为，本次通知是电力体制改革的深入推进，发用电计划范围进一步扩大。

此外，2019年政府工作报告强调“深化电力、油气、铁路等领域改革，自然垄断行业要根据不同行业特点实行网运分开，将竞争性业务全面推向市场”，本次通知的发布亦落实政府工作报告要求。

表 1：发用电计划放开相关政策梳理

时间	政策名称	相关内容
2015-03	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（中发〔2015〕9号）	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。
2015-11	国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知（发改经体〔2015〕2752号）	逐步放大直接交易比例；促进建立电力市场体系；不断完善应急保障机制。
2017-03	国家发展改革委 国家能源局关于有序放开发用电计划的通知（发改运行〔2017〕294号）	逐年减少既有燃煤发电企业计划电量；新核准发电机组积极参与市场交易；规范和完善市场化交易电量价格调整机制；有序放开跨省跨区送受电计划
2018-07	国家发展改革委 国家能源局关于积极推进电力市场化交易 进一步完善交易机制的通知（发改运行〔2018〕1027号）	进一步加快推进电力体制改革，加快放开发用电计划，加快放开无议价能力用户以外的电力用户参与交易。 2018年放开煤炭、钢铁、有色、建材等4个行业电力用户发用电计划，全电量参与交易，并承担清洁能源配额。
2019-03	2019年政府工作报告	深化电力、油气、铁路等领域改革，自然垄断行业要根据不同行业特点实行网运分开，将竞争性业务全面推向市场。
2019-05	关于做好2019年降成本重点工作的通知（发改运行〔2019〕819号）	提高电力交易市场化程度。深化电力市场化改革，放开所有经营性行业发用电计划，鼓励售电公司代理中小用户参与电力市场化交易，鼓励清洁能源参与交易。
2019-06	国家发展改革委关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知（发改运行〔2019〕1105号）	全面放开经营性电力用户发用电计划

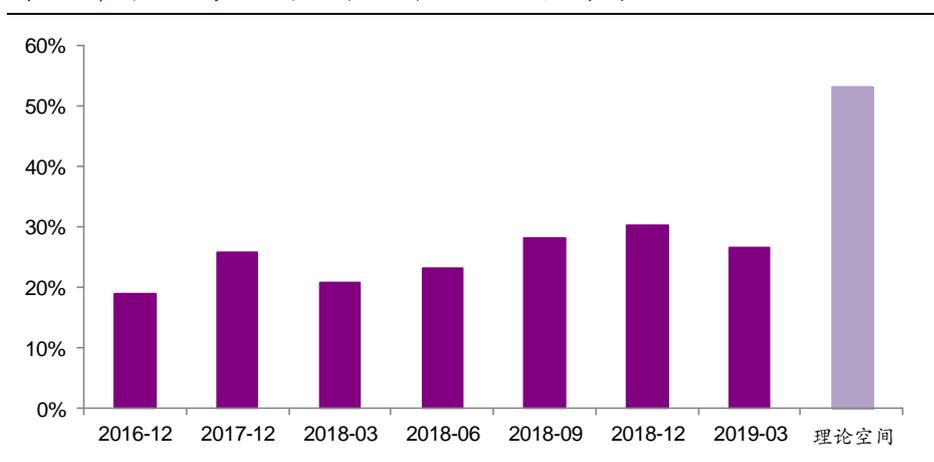
资料来源：中共中央 国务院、国家发改委等，光大证券研究所整理

3、电力市场化规模扩张在即

本次通知要求，经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开。其中，**经营性电力用户**指除居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业电力用户以及电力生产供应所必需的厂用电和线损之外的其他电力用户。

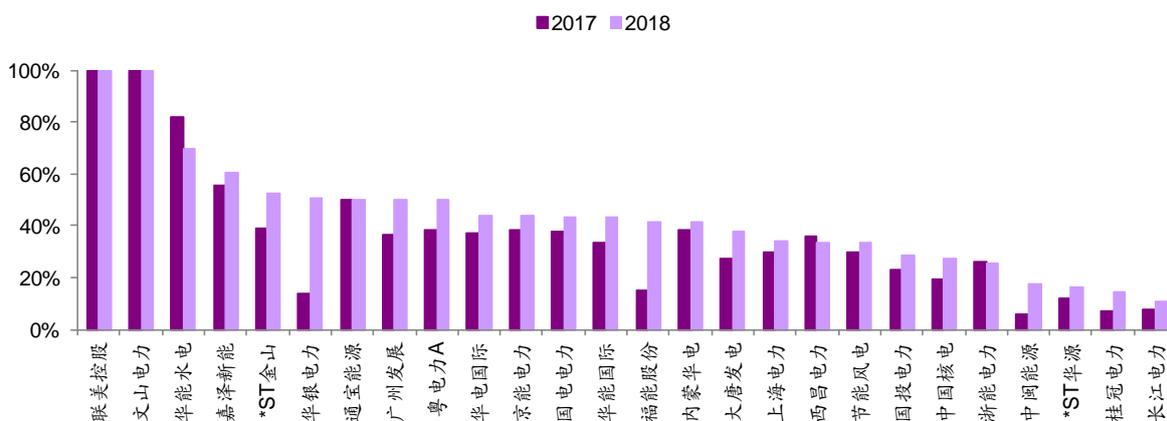
根据国家发改委报道，2019Q1 全国完成市场化交易电量占全社会用电量的 26.8%，占经营性行业用电量的 50.5%，我们据此测算**经营性行业用电量占全社会用电量的比例约 53%**。假设政策顺利推进，经营性电力用户发用电计划全面放开，则市场化交易电量占比的理论空间为 53%，较 2018 年提升 23 个百分点，亦高于多数电力行业上市公司的市场化交易电量占比水平。考虑到本次通知发布时点及政策推进节奏，我们预计 2020 年起电力市场化交易有望显著放量。

图 1：市场化交易电量占全社会用电量的比重 (%)



资料来源：中电联，光大证券研究所测算

图 2：电力上市公司市场化交易电量占比 (%)



资料来源：各上市公司年报，光大证券研究所整理

此外，与《国家发展改革委 国家能源局关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》类似，除公用电厂外符合条件的自备电厂亦可

参与市场化交易（拥有燃煤自备电厂的企业按照国家有关规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴、普遍服务和社会责任，按约定向电网企业支付系统备用费，取得电力业务许可证，达到能效、环保要求，成为合格市场主体后，有序推进其自发自用以外电量按交易规则参与交易）。

4、降成本背景下，支持中小用户参与市场化交易

根据新电改配套文件，“参与市场交易的用户应为接入电压在一定电压等级以上，容量和用电量较大的电力用户”。新电改推进以来，受制于准入条件等因素，中小用户电力市场化参与程度较低。

在 2018 年四大高耗能行业（煤炭、钢铁、有色、建材）全面放开发用电计划试点的基础上，我们认为中小用户用电有望成为市场化交易的重要增量。本次通知明确强调“积极支持中小用户由售电公司代理参加市场化交易”，且中小用户参与方式灵活（亦可保持现有购电方式）。在降成本背景下，中小用户将有效分享改革红利。

5、电价形成机制的“质变”

多年以来，电力行业因电价机制的非市场化而被产业投资者、二级市场投资者所诟病。参考 2018 年四大高耗能行业电力用户试点，我们认为中长期来看，全面放开经营性发用电计划后，“基准电价+浮动机制”的市场化定价机制将占主导地位，电价由发电成本和电力供需情况决定。电价形成机制的改革将引发电力股投资框架的变化，长期影响不宜低估。

6、清洁能源优先保障，价格竞争大势所趋

国家发改委、能源局发布的《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》提出，到 2020 年基本解决清洁能源消纳问题，并对风电、光伏、水电、核电提出对应的消纳目标。

表 2：清洁能源消纳目标

电源类型	利用率 (%)	
	2019E	2020E
风电	力争 92%	力争 95%
光伏	高于 95%	高于 95%
水电	高于 95%	高于 95%
核电	基本实现安全保障性消纳	基本实现安全保障性消纳

资料来源：《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》

为缓解清洁能源消纳问题，本次通知提出重点考虑核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源的保障收购，保障工作视电源类型、区域差异而定。

根据国家发改委、能源局 2019 年 1 月发布的《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知（发改运行〔2019〕144 号）》，优先发电价格按照“保

量保价”和“保量限价”相结合的方式形成，且前者比例逐年递减。我们认为，从长期来看，随着清洁能源比例和电力市场化程度提升，清洁能源的价格竞争日趋激烈。

表 3：清洁能源消纳保障工作

电源类型	保障工作
核电	发电量纳入优先发电计划
水电	<p>消纳条件较好地区：安排优先发电计划；</p> <p>消纳受限地区：以近年发电量为基础，根据市场空间安排保量保价的优先发电计划，保量保价之外的优先发电量通过市场化方式确定价格</p>
风电	<p>在国家未核定最低保障收购年利用小时数的地区：按照资源条件全额安排优先发电计划；</p> <p>在国家核定最低保障收购年利用小时数的地区：结合当地供需形势合理安排优先发电计划，在国家核定最低保障收购年利用小时数内电量保量保价收购基础上，鼓励超过最低保障收购年利用小时数的电量通过参与市场化交易方式竞争上网；</p>
光伏	<p>平价/低价上网项目：全部电量纳入优先发电计划予以保障，在同等条件下优先上网。</p>

资料来源：《国家发展改革委关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》

7、风险分析

电力市场化改革进度低于预期，上网电价超预期下行，用电需求低于预期等。

8、附录

国家发展改革委关于全面放开经营性

电力用户发用电计划的通知

发改运行〔2019〕1105号

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅、经信厅、工信局）、能源局，北京市城市管理委员会，中国核工业集团有限公司、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润集团有限公司、中国广核集团有限公司：

为深入学习贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想 and 党的十九大精神，认真落实中央经济工作会议和政府工作报告部署要求，进一步全面放开经营性电力用户发用电计划，提高电力交易市场化程度，深化电力体制改革，现就全面放开经营性电力用户发用电计划有关要求通知如下。

一、全面放开经营性电力用户发用电计划

（一）各地要统筹推进全面放开经营性电力用户发用电计划工作，坚持规范有序稳妥的原则，坚持市场化方向完善价格形成机制，落实清洁能源消纳要求，确保电网安全稳定运行和电力用户的稳定供应，加强市场主体准入、交易合同、交易价格的事中事后监管。

（二）经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开。除居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业电力用户以及电力生产供应所必需的厂用电和线损之外，其他电力用户均属于经营性电力用户。

（三）经营性电力用户中，不符合国家产业政策的电力用户暂不参与市场化交易，产品和工艺属于《产业结构调整指导目录》中淘汰类和限制类的电力用户严格执行现有差别电价政策。符合阶梯电价政策的企业用户市场化电价的基础上继续执行阶梯电价政策。

（四）拥有燃煤自备电厂的企业按照国家有关规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴、普遍服务和社会责任，按约定向电网企业支付系统备用费，取得电力业务许可证，达到能效、环保要求，成为合格市场主体后，有序推进其自发自用以外电量按交易规则参与交易。为促进和鼓励资源综合利用，对回收利用工业生产产生可利用的热能、压差以及余气等建设相应规模的余热、余压、余气自备电厂，继续实施减免系统备用费和政策性交叉补贴等相关支持政策。

（五）各地政府主管部门要会同电网企业，细化研究并详细梳理暂不参与市场的用户清单，掌握经营性电力用户参与市场化交易情况，逐步建立分行业电力用户参与市场化交易统计分析制度，及时掌握经营性电力用户全面放开情况。

二、支持中小用户参与市场化交易

(六) 积极支持中小用户由售电公司代理参加市场化交易，中小用户需与售电公司签订代理购电合同，与电网企业签订供用电合同，明确有关权责义务。

(七) 经营性电力用户全面放开参与市场化交易主要形式可以包括直接参与、由售电公司代理参与、其他各地根据实际情况研究明确的市场化方式等，各地要抓紧研究并合理制定中小用户参与市场化交易的方式，中小用户可根据自身实际自主选择，也可以放弃选择权，保持现有的购电方式。各地可结合本地区电力供需形势，针对全面放开经营性电力用户发用电计划设定一段时间的过渡期。

(八) 针对选择参与市场化交易但无法与发电企业达成交易意向的中小用户，过渡期内执行原有购电方式，过渡期后执行其他市场化购电方式。

(九) 退出市场化交易或未选择参与市场化交易的中小用户，在再次直接参与或通过代理方式参与市场化交易前，由电网企业承担保底供电责任。

三、健全全面放开经营性发用电计划后的价格形成机制

(十) 全面放开经营性发用电计划后的价格形成机制，按照价格主管部门的有关政策执行。

(十一) 对于已按市场化交易规则执行的电量，价格仍按照市场化规则形成。鼓励电力用户和发电企业自主协商签订合同时，以灵活可浮动的方式确定具体价格，价格浮动方式由双方事先约定。

四、切实做好公益性用电的供应保障工作

(十二) 各地要进一步落实规范优先发电、优先购电管理有关要求，对农业、居民生活及党政机关、学校、医院、公共交通、金融、通信、邮政、供水、供气等重要公用事业、公益性服务等用户安排优先购电。结合本地实际，加强分类施策，抓紧研究保障优先发电、优先购电执行的措施，统筹做好优先发电优先购电计划规范管理工作。

(十三) 各地要根据优先购电保障原则，详细梳理优先购电用户清单，实施动态管理、跟踪保障，原则上优先购电之外的其他经营性电力用户全部参与市场。

(十四) 各地要合理制定有序用电方案并按年度滚动调整，出现电力缺口或重大突发事件时，对优先购电用户保障供电，其他用户按照有序用电方案承担有序用电义务。

(十五) 电网企业要按照规定承担相关责任，按照政府定价保障优先购电用户用电。优先购电首先由优先发电电量予以保障。

五、切实做好规划内清洁能源的发电保障工作

(十六) 研究推进保障优先发电政策执行，重点考虑核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源的保障性收购。核电机组发电量纳入优先发电计划，按照优先发电优先购电计划管理有关工作要求做好保障消纳工作。水电在消纳条件较好地区，根据来水情况，兼顾资源条件、历史均值和综合利用等要求，安排优先发电计划；在消纳受限地区，以近年发电量为基础，根据市场空间安排保量保价的优先发电计划，保量保价之外的优先发电量通过市场化

方式确定价格。风电、太阳能发电等新能源，在国家未核定最低保障收购年利用小时数的地区按照资源条件全额安排优先发电计划；在国家核定最低保障收购年利用小时数的地区，结合当地供需形势合理安排优先发电计划，在国家核定最低保障收购年利用小时数内电量保量保价收购基础上，鼓励超过最低保障收购年利用小时数的电量通过参与市场化交易方式竞争上网。

(十七) 积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网工作，对平价上网项目和低价上网项目，要将全部电量纳入优先发电计划予以保障，在同等条件下优先上网。平价上网项目和低价上网项目如存在弃风、弃光情况，由省级政府主管部门会同电网企业将弃风、弃光电量全额核定为可转让的优先发电计划，可在全国范围内通过发电权交易转让给其他发电企业并获取收益。电力交易机构要按要求做好弃风、弃光优先发电计划的发电权交易的组织工作，推动交易落实。

(十八) 电网企业、电力用户和售电公司应按要求承担相关责任，落实清洁能源消纳义务。鼓励参与跨省跨区市场化交易的市场主体消纳优先发电计划外增送清洁能源电量。

(十九) 鼓励经营性电力用户与核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源开展市场化交易，消纳计划外增送清洁能源电量。电力交易机构要积极做好清洁能源消纳交易组织工作，进一步降低弃水、弃风、弃光现象。

(二十) 清洁能源消纳受限地区要加快落实将优先发电计划分为“保量保价”和“保量竞价”两部分，其中“保量竞价”部分通过市场化方式形成价格，市场化交易未成交部分可执行本地区同类型机组市场化形成的平均购电价格。

六、加强电力直接交易的履约监管

(二十一) 各地要有针对性地制定和完善相关规章制度，实施守信联合激励和失信联合惩戒机制，加强电力直接交易的履约监管力度。市场主体按照市场交易规则组织签订直接交易合同，明确相应的权利义务关系、交易电量和价格等重要事项，并严格按照合同内容履约执行。

(二十二) 地方经济运行部门要会同电网企业、电力交易机构对电力直接交易合同履行情况实行分月统计，发挥电网企业及电力交易机构作用，将直接交易合同履行情况纳入统一管理，在一定范围内按季度通报。国家能源局派出机构对辖区内电力直接交易合同履行情况进行监管。

(二十三) 发电企业、电力用户、售电公司等市场主体要牢固树立市场意识、法律意识、契约意识和信用意识，直接交易合同达成后必须严格执行，未按合同条款执行需承担相应违约责任并接受相关考核惩罚。

七、保障措施

(二十四) 各地要根据实际情况，采取积极措施确保跨省跨区交易与各区域、省（区、市）电力市场协调运作。在跨省跨区市场化交易中，鼓励网对网、网对点的直接交易，对有条件的地区，有序支持点对点、点对点直接交易。各地要对跨省跨区送受端市场主体对等放开，促进资源大范围优化配置和清洁能源消纳。北京、广州电力交易中心和各地电力交易机构要积极创

造条件，完善交易规则、加强机制建设、搭建交易平台，组织开展跨省跨区市场化交易。

（二十五）中国电力企业联合会、第三方信用服务机构和各电力交易机构开展电力交易信用数据采集，建立动态信用记录数据库，适时公布有关履约信用状况。对诚实守信、认真履约的企业纳入诚信记录，对履约不力甚至恶意违约的企业纳入不良信用记录并视情况公开通报，对存在违法、违规行为和列入“黑名单”的严重失信企业执行联合惩戒措施。

（二十六）各省（区、市）政府主管部门每月向国家发展改革委报送全面放开发用电计划进展情况。各电力交易机构、电网企业负责市场化交易的组织和落实，配合有关部门开展监管。各电力交易机构开展对市场交易的核查，按时向各地政府主管部门报告有关情况。国家能源局派出机构对辖区内各省（区、市）全面放开发用电计划执行情况进行监督，每季度向国家发展改革委、国家能源局报送相关情况。

国家发展改革委

2019年6月22日

行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15% 以上;
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5% 至 15%;
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差 -5% 至 5%;
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5% 至 15%;
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15% 以上;
无评级	因无法获取必要的资料, 或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件, 或者其他原因, 致使无法给出明确的投资评级。

基准指数说明: A 股主板基准为沪深 300 指数; 中小盘基准为中小板指; 创业板基准为创业板指; 新三板基准为新三板指数; 港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设, 不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性, 估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

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, 以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法, 使用合法合规的信息, 独立、客观地出具本报告, 并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证, 本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不与, 不与, 也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

特别声明

光大证券股份有限公司 (以下简称“本公司”) 创建于 1996 年, 系由中国光大 (集团) 总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司, 是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可, 本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围: 证券经纪; 证券投资咨询; 与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问; 证券承销与保荐; 证券自营; 为期货公司提供中间介绍业务; 证券投资基金代销; 融资融券业务; 中国证监会批准的其他业务。此外, 本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所 (以下简称“光大证券研究所”) 编写, 以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础, 但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息, 但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断, 可能需随时进行调整且不予通知。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。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况, 并完整理解和使用本报告内容, 不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果, 本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期, 本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险, 在做出投资决策前, 建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下, 本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易, 也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突, 勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发, 仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有, 未经书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失, 本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司 2019 版权所有。

联系我们

上海	北京	深圳
静安区南京西路 1266 号恒隆广场 1 号写字楼 48 层	西城区月坛北街 2 号月坛大厦东配楼 2 层 复兴门外大街 6 号光大大厦 17 层	福田区深南大道 6011 号 NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼