



Ernst & Young Hua Ming LLP
Level 16, Ernst & Young Tower
Oriental Plaza
No. 1 East Chang An Avenue
Dong Cheng District
Beijing, China 100738

安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）
中国北京市东城区东长安街1号
东方广场安永大楼16层
邮政编码：100738

Tel 电话: +86 10 5815 3000
Fax 传真: +86 10 8518 8298
ey.com

**安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）
就上海证券交易所对《关于华能国际电力股份有限公司
2019 年年度报告的信息披露监管问询函》中
需要会计师发表意见的相关问题所作的答复**

致上海证券交易所：

安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）接受委托对华能国际电力股份有限公司（以下简称“华能国际”或“公司”）2019 年度财务报表进行审计并于 2020 年 3 月 31 日出具了无保留意见审计报告（安永华明（2020）审字第 61493069_A01 号）。我们会同华能国际管理层，就贵交易所 2020 年 4 月 14 日下发的《关于华能国际电力股份有限公司 2019 年年度报告的信息披露监管问询函》（上证公函〔2020〕0350 号，以下简称“问询函”）中涉及的相关问题进行了认真核查，现将问询函中须由会计师发表意见的问题答复如下：

一、关于大额资产减值

根据年报显示，公司报告期末计提重大资产减值 58.86 亿元。对此，请分项补充说明：

1、关于公司对华能榆社发电有限责任公司等 10 个资产组计提减值合计 38.18 亿元，请进一步补充说明：

（1）列表说明各资产组所包含的主要资产（如发电机组、房屋建筑物等）、近 3 年计提资产减值金额、本期计提资产减值后资产净额；对于受政策影响计提减值准备的，请列举其他同类公司计提减值准备情况；

公司回复：

公司对华能榆社发电有限责任公司等 10 个资产组计提减值合计 38.18 亿元，明细如下：

人民币：亿元

单位名称	计提减值后账面价值 2019年12月31日			计提减值金额 (全年)		
	房屋及 建筑物	营运中的 发电设施	在建工程、 无形资产等 其他资产	2019年	2018年	2017年
华能榆社发电有限责任公司	0.06	1.16	1.16	7.30	0.88	1.55
华能沾化热电有限公司	-	0.52	1.61	0.77	-	-
华能济宁高新区热电有限公司	-	0.10	0.90	0.85	0.49	-
华能国际电力股份有限公司上海石洞口第一电厂	0.14	6.94	1.96	3.81	-	-
华能曲阜热电有限公司	0.01	0.82	1.07	7.63	-	-
黄台8号机组	-	-	0.55	0.55	-	-
华能新华发电有限责任公司	0.01	0.72	0.85	6.20	-	-
华能鹤岗发电有限责任公司	0.33	15.48	0.92	2.55	-	-
云南滇东雨汪能源有限公司	0.23	14.43	31.02	3.67	-	4.95
华能（福建）海港有限公司	0.32	-	14.81	4.85	-	-
合计	1.10	40.17	54.85	38.18	1.37	6.50

* 云南滇东雨汪能源有限公司的其他资产主要包括：在建工程 22.33 亿元、无形资产 8.65 亿元。

** 华能（福建）海港有限公司的其他资产主要包括：港务设施 13.36 亿元、在建工程 1.1 亿元、无形资产 0.27 亿元。

根据公开披露的信息，我们注意到其他同行业公司 2019 年也计提了相关的资产减值准备。例如，2019 年，华润电力控股有限公司计提资产减值准备 23.21 亿港元（2018 年：9.09 亿港元；2017 年：8.55 亿港元），大唐国际发电股份有限公司计提资产减值准备 16.58 亿元（2018 年：4.89 亿元；2017 年：5.29 亿元），国电电力发展股份有限公司计提资产减值准备 15.71 亿元（2018 年：36.82 亿元；2017 年：13.33 亿元），中国电力国际发展有限公司计提资产减值准备 8.54 亿元（2018 年：0.10 亿元；2017 年：0.01 亿元），华电国际电力股份有限公司计提资产减值准备 7.82 亿元（2018 年：1.21 亿元；2017 年：7.72 亿元）。

(2) 对于华能榆社发电有限责任公司、华能沾化热电有限公司、华能济宁高新区热电有限公司计提减值准备，请说明：国家发改委等部门促进煤电行业优化升级要求的主要内容，包括但不限于政策发布时间、规定的实施期限、优化升级的标准等；该 3 个资产组需按照政策进行升级改造的原因；可进行关停的期间选择及不同期间关停可能造成的损失情况、公司计划提前关停并于本期计提减值准备的考虑因素、计提金额的确定依据及过程。

公司回复：

2019年3月8日，国家发展与改革委员会及国家能源局联合发布《关于深入推进供给侧结构性改革 进一步淘汰落后产能 促进煤电行业优化升级的意见》（发改能源[2019]431号）。文件指出各省（区、市）人民政府制订本地区落后煤电机组关停方案和年度关停计划，对于不实施改造或改造后仍达不到相关标准要求的煤电机组，原则上应在“十三五”期间予以关停。实施淘汰关停的燃煤机组条件包括：1）不具备供热改造条件的机组；2）设计寿命期满，且不具备延寿条件的现役30万千瓦级纯凝煤电机组；3）不实施改造或改造后供电煤耗仍达不到《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》（GB21258-2017）、《热电联产单位产品能源消耗限额》（GB35574-2017）要求的煤电机组；4）不实施改造或改造后污染物排放不符合国家环保要求的煤电机组；5）不实施改造或改造后水耗不符合国家标准的煤电机组；6）《打赢蓝天保卫战三年行动计划》明确的重点区域范围内30万千瓦及以上热电联产机组供热半径15公里范围内的落后燃煤小热机组；7）有关法律、法规及标准要求应予关停或国务院有关部门明确要求关停的机组。该文件指出，发电企业要切实承担起主体责任，积极贯彻国家产业政策，履行社会责任，主动淘汰落后产能。

华能榆社发电有限责任公司（“榆社电厂”）于2019年被国资委列入了中央企业重点亏损子企业专项治理任务清单，要求三年减亏50%。榆社电厂2017年、2018年及2019年的亏损金额分别为2.32亿元（不含1.55亿元减值）、1.87亿元（不含0.88亿元减值）及1.58亿元（不含7.30亿元减值）。2019年榆社电厂机组供电煤耗347.73克/千瓦时，远远高于公司2019年平均供电煤耗307.21克/千瓦时。榆社电厂已经投产15年，如果改造，投资金额较大，机组效益得不到明显改善。公司估计持续运行难以扭亏为盈，难以实现国资委要求的减亏任务。若延迟处置或关停榆社电厂将造成更多的亏损，因此，公司2019年4季度决策，响应发改能源[2019]431号文件号召，主动淘汰落后产能，若在2020年底无法实现对外处置榆社电厂股权则对其进行破产清算。

华能沾化热电有限公司（“沾化热电”）2019年供电煤耗352.36克/千瓦时，远远高于公司2019年平均供电煤耗307.21克/千瓦时。沾化热电机组已经投产14年，如果改造，投资金额较大，机组效益得不到明显改善。此外，沾化热电厂于2019年下半年被国资委列入了中央企业重点亏损子企业专项治理任务清单，要求三年减亏50%。沾化热电2017年、2018年及2019年的亏损金额分别为0.9亿元、1.21亿元及0.54亿元（不含0.77亿元减值）。在目前经营形势下，沾化热电难以扭亏为盈，难以实现国资委要求的减亏任务。因此，公司2019年4季度决策，响应发改能源[2019]431号文件号召，主动淘汰落后产能，若在2020年底无法对外处置沾化热电股权则对其进行破产清算。

华能济宁高新区热电有限公司（“济宁热电”）于2015年8月取得山东省发改委《关于华能济宁热电联产项目核准的批复》（鲁发改能源[2015]402号）。根据该批复，济宁热电拟新建2×350兆瓦“上大压小”热电联产项目，现有的2×30兆瓦抽凝供热机组作为济宁热电2×350兆瓦“上大压小”热电联产项目“先建后关”替代小机组，即济宁热电2×350兆瓦“上大压小”热电联产机组建设完成后，关停济宁热电2×30兆瓦抽凝供热机组。2019年，济宁热电2×350

兆瓦“上大压小”热电联产项目已全面开工建设，为保障供热民生，2×350兆瓦热电联产项目按计划于2020年10月投产1台，投产后，济宁热电2×30兆瓦抽凝供热机组根据鲁发改能源[2015]402号文件规定予以关停，公司不能选择关停的期间。鉴于2×350兆瓦项目2019年开工建设，且计划2020年10月投产1台，济宁热电2台机组预计于2020年底陆续关停。

由于上述资产的未来使用情况发生确定性变化，根据《企业会计准则第8号—资产减值》需要进行减值测试。公司根据资产组预计未来现金流的现值估计其可收回金额。在估计这些资产组的可收回金额时使用的主要参数包括发电机组利用小时、售电价及燃料价格。下表列示了在减值测试时2020年使用的主要参数情况：

	发电机组利用小时 单位：小时数/年	售电价(不含税) 单位：元/兆瓦时	燃料价格(标煤单价不含税) 单位：元/吨
榆社电厂	5,000	271.68	448.43
沾化热电	3,752	345.47	685.25
济宁热电	5,330	358.32	698.26

公司主要根据当地电力市场情况及未来走势判断，估计未来发电机组利用小时。鉴于山西省调2020年发电量较2019年有所增加，榆社电厂预计利用小时数略高于2019年实际数(4,583小时)；沾化热电考虑到燃料价格走低趋势，拟减少对外出售替代发电量指标份额，通过自行发电提高收益，故2020年预计利用小时高于2019年实际数(3,447小时)；济宁热电未来发电机组利用小时与2019年实际数6,242小时相比下降14.6%，主要由于“外电入鲁”力度继续扩大，风电光伏等清洁能源发电量增加挤压火电市场份额所致。

公司根据售电价核准文件及对市场化交易情况判断估计未来售电价。榆社电厂、沾化热电及济宁热电的未来售电价与2019年实际不含税综合平均售电价279.85元/兆瓦时、351.63元/兆瓦时及356.92元/兆瓦时相比基本相同。

公司根据对燃煤市场行情及相关产业政策的理解估计未来燃料价格，预计2020年燃料价格与2019年实际燃料价格相比略有下降，主要由于：1)在供给侧，作为供给侧结构性改革的试点行业，煤炭行业已经基本完成了“十三五”去产能目标任务，国家相关部委已核准(审批)开工、核增的大型煤矿在2020年预计有1亿吨将陆续投产，国内煤炭供应将保持稳中有增。另外，国内煤矿环保、安全生产水平有较大提高，各类检查对国内煤矿正常生产的影响逐渐弱化，国内煤炭供应将处于相对充足状态。此外，进口煤炭量增加也保障了煤炭市场供应水平；2)在需求端，当前我国能源发展正处于油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源的双重更替期，新能源和可再生能源对化石能源，特别是对煤炭的增量替代效应明显。中国能源消费结构将进一步优化，煤炭占比已由2007年最高72.5%降至2018年59%，预计未来煤炭占比可能继续走低。上述原因综合影响下，2019年煤价震荡下行，预计未来期间，煤炭市场将由2019年的供需平衡状态向供需偏松过渡，电煤价格重心将会进一步下移。

公司使用上述主要参数并考虑相关资产的处置价值，估计各资产组的预计未来现金流，测算其可收回金额。根据测试结果，2019 年榆社电厂、沾化热电及济宁热电针对固定资产计提减值金额分别为 7.30、0.77 及 0.85 亿元。公司聘请毕马威企业咨询（中国）有限公司独立地对上述资产组的可收回金额进行了估值测算，并出具了报告。

(3) 对于上海石洞口第一电厂计提减值准备，请说明：上海发改委要求于 2022 年进行等容量替代的具体内容、该公司应纳入等容量替代的原因；一期电厂实施关停的期间选择及不同期间关停的影响；公司计划提前关停并于本期计提减值准备的考虑因素、计提减值 3.81 亿元的确定依据及过程。

公司回复：

2019 年 9 月 2 日，华能国际电力股份有限公司上海石洞口第一电厂（“石洞口一厂”）收到上海市发改委印发的《上海市发展改革委关于华能石洞口第一电厂 2×65 万千瓦等容量煤电替代项目核准的批复》，同意核准石洞口一厂 2×65 万千瓦等容量煤电替代项目，项目建设单位为华能上海石洞口一厂。根据文件第 3 条提到的“先关后建”原则，石洞口一厂应于 2022 年完成关停、投产衔接工作。2019 年 10 月 12 日，公司做出决策，新机组于 2020 年开工建设，2022 年底前建成投产。

将该项目纳入等容量替代的原因包括：1) 该替改工程拟采用大容量、高参数、高效发电机组，选用二次再热超超临界技术，实现煤炭的清洁高效发电，新机组建设有利于提升后续盈利能力，符合公司长远发展利益，符合上海市城市规划；2) 保障上海市杨行分区的电力供需安全。石洞口一厂装机容量是杨行西分区供电安全的重要支撑，无法在无替代的情况下退出运行；3) 该替改工程采用火电深度调峰技术，可实现 80%深度调峰能力，为上海电网提供更多的可调配调峰资源；4) 该替改工程的建设有助于保障上海电网高受电比例背景下的安全运行和杨行西分区电网的供电安全。

鉴于《上海市发展改革委关于华能石洞口第一电厂 2×65 万千瓦等容量煤电替代项目核准的批复》文件要求先关后建，公司需要在新机组投产的同时关停老机组，新机组计划于 2022 年底建成投产，相应地老机组需于 2022 年底关停。公司于 2019 年 4 季度对新机组的利旧、投资情况等进行了详细研究和决策，现有资产的未来使用情况发生确定性变化，根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》需要进行减值测试。

公司根据资产组预计未来现金流的现值估计其可收回金额。在估计这些资产组的可收回金额时使用的主要参数包括发电机组利用小时、售电价及燃料价格。下表列示了在减值测试时使用的主要参数情况：

	发电机组利用小时 单位：小时数/年	售电价(不含税) 单位：元/兆瓦时	燃料价格(标煤单价不 含税) 单位：元/吨
2020年	3,415	359.29	606.66
2021年	3,300	359.29	606.66
2022年	3,300	359.29	606.66

公司根据上海地区电力市场现状及未来发展趋势判断，估计未来发电机组利用小时。石洞口一厂未来三年发电利用小时与2019年实际3,333小时基本持平。2020年发电利用小时与2019年实际相比略有上升，原因主要是：特斯拉等大项目2019年下半年开始投产带动上海全网用电量上升有关。

公司根据售电价核准文件及对市场化交易情况判断估计未来售电价，未来售电价与2019年实际不含税综合平均售电价364.17元/兆瓦时相比基本相同。

公司根据对燃煤市场行情及相关产业政策的理解估计未来燃料价格，预计未来燃料价格与2019年实际燃料价格相比略有下降，主要由于：1) 在供给侧，作为供给侧结构性改革的试点行业，煤炭行业已经基本完成了“十三五”去产能目标任务，国家相关部委已核准（审批）开工、核增的大型煤矿在2020年预计有1亿吨将陆续投产，国内煤炭供应将保持稳中有增。另外，国内煤矿环保、安全生产水平有较大提高，各类检查对国内煤矿正常生产的影响逐渐弱化，国内煤炭供应将处于相对充足状态。此外，进口煤炭量增加也保障了煤炭市场供应水平；2) 在需求端，当前我国能源发展正处于油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源的双重更替期，新能源和可再生能源对化石能源，特别是对煤炭的增量替代效应明显。中国能源消费结构将进一步优化，煤炭占比已由2007年最高72.5%降至2018年59%，预计未来煤炭占比可能继续走低。上述原因综合影响下，2019年煤价震荡下行，预计未来期间，煤炭市场将由2019年的供需平衡状态向供需偏松过渡，电煤价格重心将会进一步下移。

此外，由于该项目属于原地重建，公司对现有资产中可以利旧部分进行了梳理，预计可以利旧的资产金额为1.96亿元，该部分资产暂无减值风险。

公司使用上述主要参数并考虑可以利旧的资产1.96亿元，估计资产组的预计未来现金流，测算其可收回金额。根据测试结果，石洞口一厂需计提固定资产减值准备3.81亿元。公司聘请银信资产评估有限公司独立地对上述资产组的可回收金额进行了估值测算，并出具了报告。

(4) 对于华能曲阜热电有限公司及黄台8号机组计提减值准备，请说明：外电入鲁政策的主要内容、至目前外电入鲁的具体情况；公司供电占当地供电市场的比例、该政策对公司不利影响的具体体现、公司预期利用小时数下降的依据及测算标准；公司资产减值迹象于本期出现而非其他期间出现的原因；分别计提减值7.63亿元、0.55亿元的确定依据及过程。

公司回复：

2018年7月，山东省政府出台《山东省2018-2020年煤炭消费减量替代工作方案的通知》（鲁政发字[2018]123号），文件提出大力实施“外电入鲁”，减少省内煤炭消费；强化智能电网建设，进一步发挥好锡盟至济南、榆横至潍坊、上海庙至临沂、扎鲁特至青州4条特高压输电通道作用。争取国家支持，搭建与山西、陕西、内蒙古、新疆等资源富集省（区）的政府合作平台，加快配套电源开发建设，开拓省外能源供应渠道，提高“外电入鲁”中可再生能源电量比重，到2020年，全省接纳省外来电能力达到3,500万千瓦。2019年全年，山东省共接纳外电约936亿千瓦时，同比增长33.72%；2020年1季度，山东省共接纳外电211亿千瓦时，同比增长8.55%。山东省直调公用火电厂发电量同比下降18.74%。

2019年，华能曲阜热电有限公司（“曲阜热电”）供电占当地直调公用电站发电的比例为0.7%，黄台8号机组供电占当地直调公用电站发电的比例为0.4%。

曲阜热电2017年及2018年的发电利用小时数分别为4,796及5,345小时，2019年发电利用小时下降780小时至4,565小时，利用小时显著下降，严重影响盈利能力。曲阜热电为2台22.5万千瓦机组，机组容量小，能耗高。山东省在安排机组运行时遵循节能降耗原则，优先安排能耗低的大容量机组，能耗高的小机组运行小时数会进一步被压缩。另外，曲阜热电机组发电边际贡献小，现货交易不占优势，也进一步降低机组运行小时，2020年预计发电利用小时继续下降至3,800小时。鉴于“外电入鲁”、新能源装机份额增长等因素影响短期不会消除，公司预计未来期间发电利用小时均为3,800小时。

黄台8号机组2017年及2018年的发电利用小时数分别为5,033及5,559小时，因“外电入鲁”政策、机组检修等原因影响2019年发电利用小时下降1,621小时至3,938小时，利用小时显著下降，严重影响盈利能力。根据山东省能源局、调控中心等部门预测，2020年统调火电利用小时数将在4,500小时左右。黄台8号机组供热量比较大，落实省政府电量计划一般高于平均水平，预计2020年及未来年度发电利用小时为4,623小时（高出2019年实际的主要原因为2019年8号机组检修、备用125天，发电利用小时数较低）。

“外电入鲁”政策于2018年下半年公布，当年的影响尚不明显，2018年曲阜热电、黄台8号机发电利用小时并未降低。2019年，由于该政策的影响，曲阜热电发电利用小时数相比2018年度下降780小时，黄台8号机组发电利用小时较2018年度下降1,621小时，机组发电小时显著恶化，严重影响盈利能力，出现资产减值迹象，根据《企业会计准则第8号—资产减值》需要进行减值测试。

公司根据资产组预计未来现金流的现值估计其可收回金额。在估计这些资产组的可收回金额时使用的主要参数包括发电机组利用小时、售电价及燃料价格。下表列示了在减值测试时未来期间统一使用的主要参数情况：

单位简称	发电机组利用小时 单位：小时数/年	售电价(不含税) 单位：元/兆瓦时	燃料价格(标煤单价 不含税)单位：元/吨
曲阜热电	3,800	344.74	713.44
黄台8号机组	4,623	344.23	661.44

如前文所述，公司根据对当地市场行情及相关产业政策的理解，估计未来发电机组利用小时。

公司根据售电价核准文件及对市场化交易情况判断估计未来售电价，曲阜热电与黄台 8 号机组的未来售电价与 2019 年实际不含税综合平均售电价 354.2 元/兆瓦时与 347.77 元/兆瓦时相比基本持平。

公司根据对燃煤市场行情及相关产业政策的理解估计未来燃料价格，预计未来燃料价格与 2019 年实际燃料价格相比略有下降，主要由于：1) 在供给侧，作为供给侧结构性改革的试点行业，煤炭行业已经基本完成了“十三五”去产能目标任务，国家相关部委已核准（审批）开工、核增的大型煤矿在 2020 年预计有 1 亿吨将陆续投产，国内煤炭供应将保持稳中有增。另外，国内煤矿环保、安全生产水平有较大提高，各类检查对国内煤矿正常生产的影响逐渐弱化，国内煤炭供应将处于相对充足状态。此外，进口煤炭量增加也保障了煤炭市场供应水平；2) 在需求端，当前我国能源发展正处于油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源的双重更替期，新能源和可再生能源对化石能源，特别是对煤炭的增量替代效应明显。中国能源消费结构将进一步优化，煤炭占比已由 2007 年最高 72.5% 降至 2018 年 59%，预计未来煤炭占比可能继续走低。上述原因综合影响下，2019 年煤价震荡下行，预计未来期间，煤炭市场将由 2019 年的供需平衡状态向供需偏松过渡，电煤价格重心将会进一步下移。

公司使用上述主要参数预计各资产组的预计未来现金流，测算其可收回金额。根据测试结果，曲阜热电计提减值准备 7.63 亿元，黄台 8 号机计提减值准备 0.55 亿元。公司聘请毕马威企业咨询（中国）有限公司独立地对上述资产组的可收回金额进行了估值测算，并出具了报告。

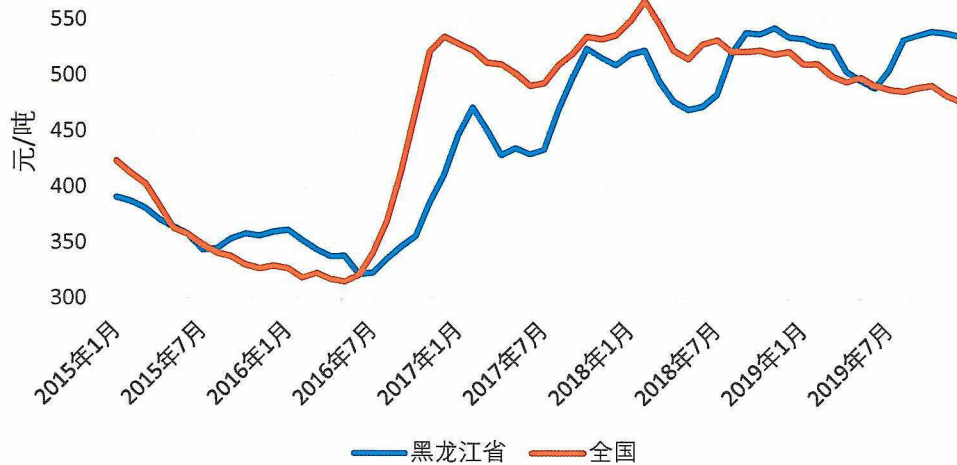
(5) 对于华能新华发电有限责任公司、华能鹤岗发电有限责任公司计提减值准备，请说明：近 5 年黑龙江省内煤价运行状况、预计未来一定期间煤价运行趋势及依据；相关公司近 3 年在当地发电市场份额情况、预计未来 2 年市场份额变动趋势及依据、预计份额下降的原因；相关具体减值迹象在以前期间是否已出现、于本期大额计提减值准备的原因；分别计提减值 6.20 亿元、2.55 亿元的确定依据及过程。

公司回复：

1) 近 5 年黑龙江省内煤价运行状况、预计未来一定期间煤价运行趋势及依据。

近 5 年黑龙江省内煤价运行状况如下图所示：

中国电煤价格指数(CTCI)



数据来源：国家发改委 (<http://jgjc.ndrc.gov.cn/zgdmjgzs.aspx?c1mlId=syjgzs6>)

从上图可以看出，过往 5 年黑龙江煤价总体处于上升趋势，2018 年、2019 年黑龙江省内煤价走势显著异于全国平均水平，从 2018 年 9 月开始黑龙江省内煤价一直高于全国平均煤价水平，差额最高达 59 元/吨。基于此并考虑以下因素，公司预测黑龙江 2020 年整体电煤价格将受全国煤价下行的影响小幅下降，后续期间维持在该价格水平。1) 在供给侧，近年来随着黑龙江省去产能、安全生产要求力度的加大，加之部分煤矿资源枯竭，省内煤炭产量大幅下降，近年来电煤供应紧张。黑龙江 2018 年煤炭缺口近 2,500 万吨，2019 年缺口也在 1,300 万吨以上，预计煤炭紧缺的形势将持续；2) 在需求端，当前我国能源发展正处于油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源的双重更替期，新能源和可再生能源对化石能源，特别是对煤炭的增量替代效应明显。中国能源消费结构将进一步优化，煤炭占比由 2007 年最高 72.5% 降至 2018 年 59%，预计未来煤炭占比可能继续走低。预计 2020 年煤炭需求增速将从 2019 年的 0.48% 下滑至 0.27%。具体到黑龙江省，除西林钢铁精煤等的需求量增加外，动力煤需求量不会有太大的波动。

2) 相关公司近 3 年在当地发电市场份额情况、预计未来 2 年市场份额变动趋势及依据。

华能新华发电有限责任公司（“新华发电”）2017 年、2018 年及 2019 年发电量在黑龙江西部网份额占比分别为 10.91%、10.67%、9.61%，华能鹤岗发电有限责任公司（“鹤岗发电”）2017 年、2018 年及 2019 年发电量在黑龙江东部网份额占比分别为 14.7%、13.7%、14.61%。受到清洁能源装机份额提升及国家能源集团宝清两台 60 万千瓦火电机组 2020 年开始陆续投运的影响，新华发电与鹤岗发电未来 2 年市场份额可能受到一定挤压。但鉴于社会用电量逐年提升及新华发电与鹤岗发电作为保障当地电网安全稳定运行的重要电厂，预计未来期间的发电利用小时数并不会明显下降。

3) 相关具体减值迹象在以前期间是否已出现、于本期大额计提减值准备的原因。

黑龙江省内煤价高位运行导致新华发电 2018 年出现经营亏损 0.97 亿元（2017 年微利 225 万元），鹤岗发电 2017 年及 2018 年出现经营亏损 0.96 亿元及 0.92 亿元。上述亏损形成减值迹象，公司于 2017 年对鹤岗发电进行了减值测试，于 2018 年对新华发电及鹤岗发电进行了减值测试，经过测试，除 2018 年新华发电及鹤岗发电的国际财务报告准则财务报表中企业合并形成的评估增值及形成的商誉需计提减值准备金额分别为 2.38 亿元及 0.82 亿元外，2017 年及 2018 年中国准则财务报表无需计提减值准备。在 2019 年之前进行减值测试时，公司预测黑龙江煤炭市场供应只是短期的阶段性紧张，未来期间煤价将随着供给量提高而逐步回落至合理水平，从而实现盈利，具体考虑因素包括：1) 至 2018 年底，“十三五”煤炭去产能任务主要目标任务基本完成，全国煤炭供需总体平衡。公司预测黑龙江将释放当地煤炭产量，缓解煤炭供应紧张；2) 国家相关部门着手准备各项措施，以加大蒙东地区褐煤采购和绥芬河口岸俄煤进口力度，增加煤炭供给量；3) 黑龙江当地煤炭需求量预计跟随全国煤炭需求增速下降趋势，不会有大量增加。

2019 年，公司发现黑龙江省煤炭市场供应紧缺的形势将持续，而不再是短期的阶段性紧张，理由包括：1) 黑龙江省的煤炭市场形势与全国有一定差异性，其他省份 2018 年已经基本完成去产能任务，但黑龙江省 2019 年持续淘汰落后产能，煤炭行业去产能专项整治工作将持续到 2020 年底，导致省内煤矿产量进一步下降；2) 黑龙江省内煤炭缺口严重依赖外来煤炭，且煤炭缺口巨大（2019 年缺口为 1,300 万吨以上），煤炭供应持续处于紧张状态。所以，公司预测黑龙江未来期间不含税标煤单价将由于供应短缺叠加需求总体不变的影响而持续维持在较高的价格水平（新华发电：619 元/吨；鹤岗发电：724 元/吨），高于 2018 年进行减值测试时的未来价格预期（新华发电：502~556 元/吨；鹤岗发电：540~627 元/吨）。因此，新华发电与鹤岗发电公司预测企业经营利润将恶化，2019 年存在较大减值风险。由于新华发电与鹤岗发电持续出现经营亏损（新华发电 2018 年亏损 0.97 亿元，2019 年亏损 1.42 亿元（不含 6.2 亿元减值）；鹤岗发电 2017 年亏损 0.96 亿元，2018 年亏损 0.92 亿元，2019 年亏损 2.93 亿元（不含 2.55 亿元减值）），构成减值迹象，根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》2019 年需要进行减值测试。

4) 计提减值的确定依据及过程

公司根据资产组预计未来现金流的现值估计其可收回金额。在估计这些资产组的可收回金额时使用的主要参数包括发电机组利用小时、售电价及燃料价格。下表列示了在减值测试时未来期间统一使用的主要参数情况：

	发电机组利用小时 单位：小时数/年	售电价(不含税) 单位：元/兆瓦时	燃料价格(标煤单价不含税) 单位：元/吨
新华发电	4,245	324.0	619
鹤岗发电	3,667	332.48	724

公司根据对市场行情及相关产业政策的理解估计未来发电机组利用小时，预计新华发电及鹤岗发电未来发电机组利用小时与 2019 年实际的 4,116 小时及 3,629 小时相比略所上升，原因主要是随着社会平均用电量逐年上升所致。

公司根据售电价核准文件及对市场化交易情况判断估计未来售电价，预计新华发电与鹤岗发电的未来售电价与 2019 年不含税实际综合平均售电价 324.71 元/兆瓦时与 327.31 元/兆瓦时相比基本持平。

如前文所述，公司根据 2020 年度预算、对市场行情及相关产业政策的理解估计未来燃料价格，预计整体电煤价格将受全国煤价下行的影响小幅下降，后续期间维持在该价格水平上。

公司使用上述主要参数预计各资产组的预计未来现金流，测算其可收回金额。根据测试结果，新华发电及鹤岗发电 2019 年针对固定资产计提减值金额分别为 6.20 亿元及 2.55 亿元。公司聘请毕马威企业咨询（中国）有限公司独立地对上述资产组的可收回金额进行了估值测算，并出具了报告。

(6) 对于云南滇东雨汪能源有限公司发电机组计提减值准备，请说明：是否列为省内备用电源对发电企业的主要影响、公司被列入备用电源的时间；与贵州进行产能合作的要点及对发电企业的主要影响、该计划拖延对公司不利影响的具体体现、该等不利影响出现的期间、公司于本期大额计提减值准备的原因；计提减值 3.67 亿元的确定依据及过程。

公司回复：

云南滇东雨汪能源有限公司（“滇东雨汪”）主要拥有 2 台装机容量为 60 万千瓦的燃煤发电机组的发电厂和一个在建煤矿。根据云南省工业和信息化委关于下发 2016 年云南电力市场化交易实施方案的通知（云工信电力[2016]23 号），已并入云南电网运行的所有电厂分为优先电厂和非优先电厂。该通知第 33 页附件中明确了优先电厂名单，该名单不包括滇东雨汪两台机组，从此滇东雨汪成为云南地区的备用电源。列为备用电源对发电企业的主要影响包括：1) 全年无基数电量计划安排，省内电力市场交易优先水电成交，全年电量计划为机组备用确认电量；2) 备用确认电量结算售电价低于省内火电机组标杆售电价。发电量减少及结算售电价降低将减少电厂收入，进而影响电厂利润；受此影响，滇东雨汪在 2016 年计提了资产减值准备 5.57 亿元。

2017 年 11 月，滇东雨汪与贵州万峰电力公司（“贵州万峰”）签订了产能框架协议，合作的要点主要为电厂机组接入贵州万峰所在贵州当地电网，以增加滇东雨汪电厂的发电量。2019 年 3 月，在办理滇东雨汪电厂送出贵州电力业务许可证期间，云南电网公司提出滇东雨汪机组跨省送出可能影响电网安全及稳定性，基于安全考虑，项目推进放缓。2019 年 4 季度，项目进度仍未出现明显好转，送出放缓将使电厂的收入减少，利润降低，导致未来期间现金流入减少，影响期间为 2020 年及以后年度。2019 年，滇东雨汪仅完成备用发电任务，发电利用小时数仅为 392 小时。由于滇东雨汪持续出现经营亏损（2017 年亏损 3.73 亿元（不含 4.95 亿元减值），2018 年亏损 3.62 亿元，2019 年亏损 3.98 亿元（不

含 3.67 亿元减值))，构成减值迹象，根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》2019 年需要进行减值测试。

公司根据预计未来现金流的现值估计可收回金额。在估计可收回金额时使用的主要参数包括发电机组利用小时、售电价、燃料价格、自有煤矿产量及原煤售价。下表列示了在减值测试时使用的主要参数情况：

	发电机组利用小时 单位：小时数/年	售电价(不含税) 单位：元/兆瓦时	燃料价格(标煤) 单价不含税 单位：元/吨	原煤产量 单位：万吨/年	自产原煤对外售 价(不含税) 单位：元/吨
2020年	685	297	733.94	-	596.46
2021年	900	280	663.99	30	596.46
2022年	1,080	280	646.50	98	596.46
2023年	1,260	280	646.50	195	596.46
2024年	1,260	280	646.50	230	596.46
2025年	1,260	280	646.50	230	596.46
2026年	1,260	280	646.50	230	596.46
2027年及以后期间	1,260	280	646.50	300	596.46

公司根据历史经验及对未来市场情况的判断及与贵州万峰合作的进度估计未来发电机组利用小时，预计 2020 年发电机组利用小时与 2019 年实际 392 小时相比增加 293 小时，主要由于：1) 预计云南省 2020 年水电铝、水电硅大量投产，影响 2020 年用电量增长规模较大，火电发电量将随之增长；2) 2019 年 12 月，贵州省能源局召开了第三届云贵川渝电力工作座谈会，会议明确鼓励跨区域送电，提出“政府主导、企业自愿、有序推进”，滇东雨汪外送贵州万峰项目可以得到进一步推进。公司预计 2021 年可以送出贵州万峰电力一部分电量，根据与贵州万峰的协商，初步预计 2021 年利用小时数可以达到 900 小时，之后逐年增长至并稳定在 1,260 小时。

公司根据 2019 年实际不含税综合平均售电价 297 元/兆瓦时估计 2020 年售电价。2021 年及以后售电价根据送出贵州万峰的贵州不含税标杆售电价下浮 10% 估计，下浮原因主要因为电量市场化竞争后，在考虑有边际贡献的情况下，售电价下浮更有竞争优势，有利于送出目标的实现。

作为煤电一体化项目，滇东雨汪的电厂发电所需煤炭来源包括自身煤矿产出的电煤及外购电煤。煤矿预计 2021 年投产，当年产出煤炭 30 万吨，但该产量不足以满足电厂需求，电厂仍需外购部分电煤，根据当地煤炭市场环境、对未来煤炭市场的预期，滇东雨汪估计 2020 年外购煤炭不含税标煤单价为 733.94 元/吨，与 2019 年实际耗用的外购燃料不含税标煤单价基本一致。2022 年开始，煤矿产量已经足够满足电厂需求，电厂无需外购煤炭。预计煤矿提供予电厂的自用电煤内部不含税结算标煤单价为 646.50 元/吨，略低于煤炭外销单价（外销原煤不含税单价 596.46 元/吨折合不含税标煤单价为 685.39 元/吨）。自用电煤内部结算价格低于外购电煤价格，因此，2021 年及 2022 年滇东雨汪电厂耗用燃料价格随着煤矿产能的提升而下降。

公司根据煤矿设计方案中的开采能力,在考虑到未来市场需求情况下制定逐年排产计划,用于估计未来逐年原煤产量及销量。滇东雨汪一井设计产能 300 万吨,预计投产时间为 2021 年 10 月,投产后产量将逐年增加至并稳定在设计产能。

滇东雨汪的煤矿在供应滇东雨汪电厂所需电煤后对外销售煤炭。煤矿所产原煤经洗选后,形成煤矿产品包括:化工用精煤、喷吹精煤、电煤、矸石。公司根据前述 4 类估计煤炭产品的产出率及该类产品在云贵地区煤炭市场 2017-2018 年市场调研平均出坑价,估计未来期间加权平均不含税外销原煤单价为 596.46 元/吨。基于以下因素考虑,公司预计未来期间外销煤炭价格将保持基本稳定: 1) 2019 年 6 月,省人民政府印发了《云南省人民政府办公厅关于印发〈云南省煤炭产业高质量发展三年行动计划(2019—2021 年)〉的通知》(云政办发〔2019〕61 号),文件指出在严格控制煤炭生产、消费总量和污染物排放总量的前提下,坚决淘汰关闭安全不达标、环保不达标、不符合产业政策等要求的落后产能和小煤矿。到 2021 年,全省原煤产量控制在 8,000 万吨以内,基本满足省内煤炭消费需求。云南省煤炭供应总量受到限制; 2) 随着云南省水电铝、水电硅一体化等项目在未来几年的推进,预计云南省用电需求增加,导致电煤需求提高,抵消了能源消费结构中煤炭占比逐年降低导致的煤炭需求下降的影响。

公司使用上述主要参数预计未来现金流,测算可收回金额。根据测试结果,2019 年滇东雨汪针对固定资产计提减值金额为 3.67 亿元。公司聘请银信资产评估有限公司对上述可收回金额进行了估值测算,并出具了报告。

(7) 对于华能(福建)海港有限公司减值计提,请说明:将军帽一期工程情况,包括但不限于建设期间、预算投资额、完工时间、预计吞吐量等;实际工程进度、投资额、与预计的差异及其原因分析;未来吞吐量难以达到预期的原因及测算依据;以前期间未出现减值迹象的依据、于本期而非以前期间计提减值准备的原因、计提减值 4.85 亿元的确定依据及过程。

公司回复:

华能(福建)海港有限公司(“海港公司”)将军帽一期工程项目于 2006 年取得国家发改委核准,定位为公共散货码头,投资概算 14.07 亿元,于 2009 年开工建设,计划建设周期为 3 年。2015 年,公司重新调整了罗源湾港电储基地的规划,将该项目定位为罗源电厂配套煤码头工程,同时具备中转煤炭功能,并建设相应的配套设施,修改设计后年吞吐量为 1,180 万吨。

2019 年 4 月份,工程转固并进入试运营期,实际投资额 22 亿元、建设周期为 12 年。投资额增加主要原因包括: 1) 2006 年,项目批复时国家对环保政策较为宽松,随着国家对环保政策的趋紧,为保障项目顺利取得环保验收,在原交通部批复 14.07 亿元投资基础上,新增环保设施投资 4.38 亿元,较原设计方案大幅增加; 2) 受码头定位变更及设计改变等因素影响,该项目实际建设周期近 11 年,增加财务费用约 2.1 亿元。

将军帽一期工程预计未来几年吞吐量难以达到预期,主要影响因素包括: 1) 由于近年来地方政府职能部门调整等原因,将军帽口岸未完成开放,进口煤炭短

时间无法由该项目接卸；2) 由地方政府负责的疏港公路建设进展缓慢，预期短期内无法开展华能福州电厂进口煤炭中转业务及为临港钢铁企业提供原材料接卸业务；3) 福建地区电力市场饱和，随着清洁能源及核电项目的陆续投产，火电机组利用小时数下降趋势明显，煤炭货运需求受限。

受港口未来吞吐量不及预期影响，特别是 2019 年将军帽口岸未能按预计开放，使将军帽一期工程盈利能力承压，预期未来现金流量现值不足以覆盖投资成本，2019 年转固后出现经营亏损，出现减值迹象，根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》2019 年需要进行减值测试。

公司根据资产组预计未来现金流的现值估计其可收回金额。在估计这些资产组的可收回金额时使用的主要参数包括货物吞吐量及综合装卸单价。下表列示了在减值测试时使用的主要参数情况：

	货物吞吐量 单位：万吨/年	综合装卸单价(不含税) 单位：元/吨
2020年	330	28.53
2021年	375	28.53
2022年-2026年	705	29.47至30.42
2027年-2035年	805	30.42至33.25
2036年-2040年	955	33.25至34.19
2041年-2045年	1,005	34.19至35.13
2046年-2050年	1,055	35.13至36.08
2051年-2069年	1,105	36.08至38.91

公司根据对市场行情及相关产业政策的理解估计货物吞吐量。随着预期 2020 年 12 月疏港公路建成通车后及口岸问题于 2021 年解决后，公司充分考虑当地煤炭及钢铁等转运及装卸具体需求增长，估计货物吞吐量将从 2019 年 5 月投产后至 2019 年底的 137 万吨逐年增加。

公司根据现有签订合同价格推算同等服务单价预测未来期间综合装卸单价，其中，2020 年及 2021 年综合装卸单价预计与 2019 年实际基本持平。由于装卸煤炭价格一般高于钢铁，海港公司未来将不断增加装卸煤炭服务收入占比，从而导致综合装卸单价在 2022 年以后期间逐年增加，公司在预测未来综合装卸单价时考虑了未来吞吐量增加之后的价格折让等影响因素。

公司使用上述主要参数预计各资产组的预计未来现金流，测算其可收回金额。根据测试结果，2019 年海港公司针对固定资产计提减值金额为 4.85 亿元。公司聘请银信资产评估有限公司独立地对上述减值测试进行了检查，并出具了复核报告。

会计师意见：

针对第一、1 题提及的减值问题，我们按照中国审计准则的要求，在对华能国际 2019 年度财务报表审计中设计并执行的主要审计程序包括但不限于：

- 了解和评估管理层减值测试中关键控制的设计有效性，并测试其运行有效性；
- 将管理层采用的确定可收回金额的方法与行业指引进行比较，并且检查预测中所使用的基础数据的完整性和准确性；
- 评估计算中使用的关键假设，包括未来售电量、燃料价格和适用折现率。在评估这些关键假设时，我们将其与外部行业预测报告进行比较，并分析了管理层估计的历史准确性；
- 引入我们内部估值专家，协助我们评估管理层所使用的确定可收回金额方法以及所使用的折现率。

结论：基于我们对华能国际 2019 年度财务报表审计中执行的程序，就 2019 年财务报表整体公允反映而言，我们没有发现华能国际上述资产减值准备的计提在所有重大方面存在不符合企业会计准则的情况。

2、关于报废资产减值 14.37 亿元，请进一步补充说明：

(1) 对于华能云南滇东能源白龙山煤矿一井资产报废损失 10.45 亿元，请说明：该矿井的投资建设情况、项目投建时未考虑自然保护区相关因素的原因、政府文件发布时间及违规清理要求；公司在禁止施工区域建设形成的资产及其投资额；相关资产报废金额的确定方法；(2) 对于华能聊城热电有限公司等 4 家公司（厂）的资产报废，请分别说明报废资产近 3 年是否正常使用、以前年度未予报废的原因。

公司回复：

华能云南滇东能源有限责任公司（“滇东能源”）白龙山煤矿一井设计产能 300 万吨/年，预算投资 93.38 亿元，于 2004 年 4 月开工建设。2013 年 7 月，云南省政府以《云南省人民政府关于同意云南十八连山省级自然保护区总体规划的批复》（云政复〔2013〕55 号）批复十八连山省级自然保护区面积 12.13 平方公里，其中核心区 5.017 平方公里、实验区 7.113 平方公里。由于白龙山煤矿开工在前，自然保护区范围正式批复在后，项目投建时未能考虑到自然保护区相关因素。

由于白龙山煤矿一井部分区域与十八连山自然保护区重叠，自 2017 年 1 月起白龙山煤矿一井一直处于停工状态。公司一直积极与当地政府进行沟通，努力推动煤矿建设，以期实现盈利，回收成本。2019 年 9 月 3 日，滇东能源收到《曲靖市能源局关于白龙山煤矿一井恢复建设的批复》（曲能源安全〔2019〕65 号文件），文件要求：“只允许恢复自然保护区外的井巷工程施工，自然保护区内的工程禁止施工。”2019 年 4 季度，滇东能源经过核查红线内资产清单后，将位于红线内巷道等设施账面价值 3.42 亿元全额计提减值准备。

2019 年 4 季度，滇东能源根据曲靖市能源局的批复编制了复工方案。根据复工方案，原来为此煤矿购入的采掘设备无法满足技术及性能要求，且其维修价格高或修复难度较大；另外，由于前述设备已经安放于井下，存放年限较长，导致设备整体陈旧、各工作部件老化，无处置价值，故全额计提减值人民币 7.03

亿元。在收到复工批复之前，公司不能确认上述设备是否可以满足复工要求，因此以前年度未计提减值。

华能聊城热电有限公司等 4 家公司资产报废情况如下表所示：

人民币亿元

单位	报废资产金额	计提减值的原因及之前的使用情况
华能聊城热电有限公司脱硫改造项目拆除资产等	0.28	2019 年末由于脱硫技术改造拆除部分资产，拆除资产无利用价值。近三年上述资产正常使用。
华能国际电力股份有限公司玉环电厂干燥棚等资产	0.26	2019 年进行煤场封闭改造，将煤场干燥棚及煤泥污水处理设备拆除，拆除资产无利用价值。近三年上述资产正常使用。
华能海南发电股份有限公司东方电厂汽轮机喷嘴	0.16	2019 年因设备陈旧、过时，企业进行更新改造，拆除汽轮机喷嘴等资产，拆除资产无利用价值。近三年上述资产正常使用。
华能国际电力股份有限公司德州电厂 DCS 改造、废水改造等项目拆除资产	0.12	2019 年因机组 DCS 改造、废水改造等技术更新改造项目，拆除了部分生产设备及设施，拆除资产无利用价值。近三年上述资产正常使用。

会计师意见：

我们根据中国审计准则的要求，复核了公司判断减值迹象的相关文档，查看了公司取得的相关外部文件，检查了公司的减值测试工作底稿，检查了相关资产的会计记录，并复核了公司的会计处理。基于我们在 2019 年审计中执行的程序，就 2019 年财务报表整体公允反映而言，我们没有发现华能国际上述减值测试的结果在所有重大方面存在不符合企业会计准则的情况。

3、关于前期费减值 5.3 亿元，请分别说明：已停建项目与预计推进可能较小的项目名称；已停建项目时间及其原因、预计投资额、已投资额、本期计提减值的原因及确定减值额的依据；预计继续推进可能性较小的原因、以继续推进可能性较小作为计提减值依据的合理性、导致难以推进的因素出现的期间、于本期计提减值的原因。

公司回复：

2019 年计提前期费减值情况如下表所示：

人民币：亿元

前期项目名称	停建时间	预计投资额	已投资额	2019年计提减值
华能汕头海门发电有限责任公司5、6号机组指标款等费用	2016	68.1	3.05	3.05
华能洋浦热电有限公司煤电机组前期费	2016	40.0	0.38	0.38
华能山西太行发电有限责任公司前期费	2017	49.9	2.92*	0.3
天津华能杨柳青热电有限责任公司五期扩建项目	2014	46.74	0.22	0.22
华能（龙岩）风力发电有限责任公司茫荡洋项目	2017	4.19	0.19	0.19
华能太仓发电有限责任公司三期项目	2018	不适用	0.15	0.15
华能国际股份有限公司广西分公司百色火电项目	2015	50.9	0.15	0.15
华能国际电力股份有限公司重庆分公司大宁河流域水电项目	2014	不适用	0.11	0.11
其他小额项目小计			0.75	0.75
合计			7.92	5.30

*华能山西太行发电有限责任公司已于 2019 年以前年度计提减值人民币 2.62 亿元。

上述前期费主要为公司发展新的火电及新能源发电项目发生使资产达到预定可使用状态之前的必要前期项目支出，在项目正常推进达到预定可使用状态之后跟随在建工程一并转固。公司定期检查所有停缓建前期项目的状态、进展及推进的可能性及计划，对于有开发价值的项目持续投入以期实现未来盈利。对于已经确定继续推进可能性较小的项目，由于其未来无法产生现金流，且没有对外处置的市场，全额计提减值准备。

华能汕头海门发电有限责任公司 5、6 号机组指标款的预计继续推进可能性较小的原因、导致难以推进的因素出现的期间、于本期计提减值的原因等分析请参见问题二、“关于容量指标款计提减值”的回复。

华能洋浦热电有限公司煤电机组项目规划建设 2 台 350MW 燃煤机组及后续 4 台 660MW 发电机组，于 2015 年 12 月 1 日海南省同意开展前期工作。2017 年中 共海南省委发布《关于进一步加强生态文明建设谱写美丽中国海南篇章的决定》提出，“建设绿色能源岛。大力推行‘去煤减油’，加快构建以清洁电力和天然气为主体、可再生能源为补充的清洁能源体系。禁止新增煤电，安全推进核电，分阶段逐步淘汰现有燃煤机组。”该项目从 2016 年开始停工。鉴于该项目开展前期工作早于 2017 年颁布的文件，公司多方努力继续推进项目发展。因此，以前年度未计提减值。2019 年 9 月 16 日，海南省发改委印发《海南省产业准入禁止限制目录（2019 年版）》，明确建立产业准入负面清单制度，电力方面禁止新建火力发电中的燃煤发电。2019 年 4 季度，公司经过分析讨论后认为，该项目已经没有推进的可能性。鉴于前期发生的项目支出没有对外处置的市场，公司于 2019 年全额计提减值准备 0.38 亿元。

华能山西太行发电有限责任公司左权低热值煤发电项目于 2015 年 7 月 15 日山西省发改委同意开展前期工作。于 2017 年 7 月 26 日被十六部委联合《印发〈关于推进供给侧结构性改革 防范化解煤电产能过剩风险的意见〉的通知》（发改能源〔2017〕1404 号）的文件纳入停建项目清单，从 2017 年开始停工。公司着手与供应商协商解决未完成合同，并根据谈判情况分别于 2017 年、2018 年计提减值准备 2.48 亿元及 0.14 亿元。2019 年完成合同收口工作，确定合同结算金额。其中，2019 年，公司与北重阿尔斯通（北京）电气装备有限公司（“北重公司”）多轮谈判，达成《主机合同补充协议》，双方同意终止执行原合同并约定太行电厂支付北重公司解约费用 0.28 亿元。太行电厂将该金额暂估计入在建工程，考虑到未来无收益的可能，因此计提减值。2019 年累计计提减值 0.3 亿元。

天津华能杨柳青热电有限责任公司五期扩建项目于 2006 年 8 月获得天津市发改委同意开展前期工作。受气源、气价、燃机上网售电价和热价等影响，建设进展缓慢，于 2014 年暂时搁置。2016 年，该燃机项目列入“天津市十三五发展规划”，公司多方努力继续推进项目发展，但由于受到天津市燃机项目“三价两量”方面先天不足，以及国家能源政策调整等影响进展缓慢。鉴于 2020 年为十三五收官之年，公司在综合考虑之后，在 2019 年 4 季度做出决策，认为重新获得核准的可能性极低，该项目已经没有推进的可能性。鉴于前期发生的项目支出没有对外处置的市场，公司于 2019 年全额计提减值准备 0.22 亿元。

华能（龙岩）风力发电有限责任公司茫荡洋项目拟建装机规模为 44MW，1、2 期项目分别于 2015 年 12 月和 2016 年 12 月取得福建省发改委同意开展前期工作，于 2016 年 12 月 25 日开工建设。2017 年 5 月 22 日，福建省重点项目建设领导小组办公室发出《关于请对龙岩茫荡洋风电项目建设可行性进行进一步研究论证的函》，要求暂停龙岩茫荡洋风电项目建设。在项目被政府叫停之后，公司多次与省政府、省发改委进行了汇报沟通，积极争取恢复施工，但因福建省严控陆上风电的态度坚决，始终无法改变政府要求项目停建的决定。2019 年 3 月 22 日，福建省林业局出具茫荡洋风电项目注销林业行政许可决定书。2019 年 4 季度，公司综合考虑上述因素，认为茫荡洋风电项目已不具备复工条件，该项目已经没有推进的可能性。鉴于前期发生的项目支出没有对外处置的市场，于 2019 年全额计提减值准备 0.19 亿元。

华能太仓发电有限责任公司三期项目规划建设 2 台 1,260MW 超超临界燃煤发电机组，由于该项目未取得省发改委前期工作批复，尚未开工建设。2018 年，江苏省发改委、江苏省能源局等下发《关于贯彻落实加快全省化工钢铁煤电行业转型升级高质量发展实施意见相关工作要求的通知》（苏发改工业发〔2018〕931 号），文件指出“全省因电力平衡确需布局大型燃煤发电项目的，原则上仅布局在沿海地区。”公司在收到相关文件之后多次与省政府、省发改委进行了汇报沟通，积极争取批准，但未获得重大进展。2019 年 4 季度，公司做出决定停止推进该项目。鉴于前期发生的项目支出没有对外处置的市场，因此，公司于 2019 年全额计提减值准备 0.15 亿元。

华能国际股份有限公司广西分公司百色火电项目（“百色电厂”）规划建设 4×66 万千瓦装机容量燃煤发电机组，其中一期工程按 2×66 万千瓦超超临界燃

煤发电机组建设。2009年12月，广西壮族自治区发改委发布编号为“桂发改能源函[2009]1393号”的文件同意华能百色电厂一期工程开展前期工作，列入广西壮族自治区“十二五”能源发展规划。2014年6月，广西壮族自治区人民政府、云南省人民政府和中国南方电网有限责任公司在云南昆明签订了《云电送桂中长期合作框架协议》，“十二五”期间300万千瓦、“十三五”期间争取再增加300万千瓦，百色电厂一期项目列入2017年投产项目清单已无容量空间。2019年5月20日，自治区党委及政府办公厅关于《广西全面对接粤港澳大湾区实施方案（2019-2021）》的通知中，继续表述了对华能百色电厂的支持。2019年9月，广西壮族自治区能源局着手编制《广西“十四五”火电项目规划》，并由广西壮族自治区发展和改革委员会于2019年12月上报国家能源局的《关于将有关电源项目纳入规划的请示》文件中未包含百色电厂一期项目。因此，该项目已无继续推进的可能性，于2019年末全额计提减值准备，共计0.15亿元。

重庆巫溪大宁河流域水电项目规划装机16.1万千瓦，2013年1月，重庆发改委发文《重庆市发展和改革委员会关于大宁河流域水电资源开发前期工作的函》（渝发改能源〔2013〕22号）同意开展前期工作。重庆分公司于2013年10月委托重庆市水利电力勘测设计研究院开展该流域预可行性研究阶段勘测设计和专题报告编制等工作，2014年完成相关成果报告，发生前期费用共计0.11亿元。由于大宁河是国家南水北调中线取水三个备选方案之一，中线取水方案研究至今尚无结论，根据南水北调总体要求，项目开发需与之相结合，故项目开发（高坝或低坝）方案一直不能确定。2019年，重庆市发展和改革委员会、重庆市水利局、重庆市生态环境局、重庆市能源局四部联合文件《关于严控新建水电项目的通知》（渝发改能源〔2019〕517号）要求，除与生态环境保护相协调的且是国务院及其相关部门、省级人民政府认可的脱贫攻坚项目外，严控新建商业开发的小水电项目。因此该项目已无继续推进的可能性，于2019年末全额计提减值准备，共计0.11亿元。

会计师意见：

我们根据中国审计准则的要求，复核了公司判断减值迹象的相关文档，查看了公司取得的相关外部文件，检查了公司的减值测试底稿，检查了相关资产的会计记录，并复核了公司的会计处理。基于我们在2019年审计中执行的程序，就2019年财务报表整体公允反映而言，我们没有发现华能国际上述减值测试的结果在所有重大方面存在不符合企业会计准则的情况。

4、关于应收款项减值，请说明：山东如意应收电费情况及电费回收的期限、该期限的约定时间及是否获得相应补偿、延迟回收导致相关减值的确定标准；对长岛风力发电的委托贷款及其已回收金额、该公司的注销时间。

公司回复：

华能山东如意（巴基斯坦）能源（私人）有限公司（“山东如意”）于巴基斯坦运营一家火电项目，电量全部销售给巴基斯坦中央电力监管局。截至2019年12月31日，累计应收电费余额19.02亿元，巴基斯坦中央电力监管局一般在1-4个月内结清电费。根据购售电协议，针对超过合同约定的开票后一个月尚未支付的电费，巴基斯坦中央电力监管局应按照巴基斯坦同业拆借利率上浮200基

点向公司支付应收电费延迟利息。截至 2019 年底累计已收回电费延迟利息金额仅占商运后延迟电费利息总额的 1.47%，截至 2019 年 12 月 31 日，累计应收电费延迟利息金额为 2.3 亿元。经过与巴基斯坦中央电力监管局协商，未来应收电费延迟利息回款速度亦不会明显加快。根据《企业会计准则第 22 号——金融工具确认和计量》准则的规定，公司以发生违约的风险为权重，考虑合同应收的现金流量与预期能收到的现金流量之间的差额的现值估计预期信用损失。由于预期部分金额回款时间长于 1 年，根据预期回款时间及根据同期贷款利率估计的折现率 14.55% 计算的时间价值影响相应计提减值准备。2019 年共计提减值 0.68 亿元。

根据长岛县政府要求，山东长岛风力发电有限责任公司（“长岛风电”）在 2017 年年底前，完成了其位于长岛保护区内 33 台风机的拆除工作。2019 年长岛风电股东会达成一致决议，依法成立清算组进行清算。截止 2019 年 12 月底，清算已经完成，华能国际不再合并长岛风电。华能国际之子公司华能山东发电有限公司根据清算结果收回 0.16 亿元委托贷款后，长岛风电于 2019 年 12 月 12 日注销。公司将无法收回的委托贷款余额 0.22 亿元全部计提减值准备。

会计师意见：

针对上述应收款项减值问题，我们已经按照中国审计准则的要求，在 2019 年度审计中设计并执行的主要程序包括但不限于：

- 了解和评估管理层减值测试中关键控制的设计有效性，并测试其运行有效性；
- 测试公司应收款项的账龄分类；
- 检查相应款项形成的合同、发票及其他相关文件；
- 检查公司的预期信用损失计算工作底稿；
- 检查公司对于客户的信用风险级别评估，获取外部证据以核查公司对于信用风险评估的合理性；
- 检查公司的会计处理。

结论：基于我们在 2019 年审计中执行的程序，就 2019 年财务报表整体公允反映而言，我们没有发现华能国际上述减值测试的结果在所有重大方面存在不符合企业会计准则的情况。

二、关于容量指标款计提减值

年报披露，2019 年经评估因受市场、政策等诸多客观因素限制，发电项目已无法继续推进，发电项目的容量指标款人民币 3.03 亿元全额计提减值。请补充披露该容量指标款的形成期间或时点，并进一步说明 2019 年度市场、政策等哪些具体情形变化，导致发电项目无法继续推进而须于 2019 年计提减值。

公司回复：

华能国际电力有限公司海门电厂（“海门电厂”）原规划连续建设 6 台百万机组，其中，一期连续建设 4 台百万机组，并已全部投产。2013 年，按照国家发改委的相关要求，为开发 5 号及 6 号机组，海门电厂落实了 40 万千瓦容量指标，并于同年完成初可研审查工作。2013 年 6 月，为扶持地方经济发展，公司与汕头市政府按照 80:20 的出资比例成立华能汕头海门发电有限责任公司（“海门发电”），作为 5 号及 6 号机组开发主体。2013 年 12 月至 2014 年 7 月，海门发电累计支付第三方深圳市南电能源投资有限公司 40 万千瓦上大压小容量指标款，金额共计 3.03 亿元。

2016 年以后，国家发改委、能源局连续发布《关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能的通知》（发改能源[2016] 855 号）、《关于促进我国煤电有序发展的通知》（发改能源[2016] 565 号）、《国家能源局关于进一步调控煤电规划建设的通知》（国能电力[2016] 275 号）、《关于衔接广东省“十三五”煤电投产规模的函》等煤电去产能政策后，国家调控煤电发展，海门发电 5、6 号机组的开发进程因为政策导向问题受到了影响，项目暂停。2018 年 4 月 11 日，广东省发展改革委发布《广东省海上风电发展规划（2017—2030 年）（修编）》（粤发改能新[2018]193 号），文件中指出 2018 年广东省火电装机容量为 8,069 万千瓦，比 2017 年广东省火电装机容量 7,779 万千瓦相比增加新投产火电机组 290 万千瓦。公司据此判断海门发电 5、6 号机组仍有获批进行建设的可能，继续多方协调努力推进项目，因而，2019 年以前未计提减值。

2019 年 4 月，广东省发布《广东省工业和信息化厅关于引发广东省 2019 年推动落后产能退出工作方案的通知》（粤工信规划部政策函[2019]830 号），明确将按照国家统一部署，结合广东省产业发展实际和结构调整需要，对 12 个行业进行调整，淘汰落后产能，依法依规关停退出。2019 年下半年，广东省政府陆续发布四批小火电机组关停公示，合计关停小火电机组 136.4 万千瓦。据此，公司分析，从当前国家对能源结构调整政策方向来看，对火电开发仍处在严控阶段，5、6 号机组继续核准获批新建的可能性较低。此外，公司通过公开渠道了解到 2019 年广东省并未有实际成交的容量指标置换交易，因此判断 5、6 号机组的 40 万千瓦指标难以对外转让。综上，公司认为 5、6 号机组继续推进获批的可能性较低，且无法实现对外出售容量指标，进而全额计提减值准备金额 3.03 亿元。

会计师意见

我们根据中国审计准则的要求，复核了公司判断减值迹象的相关文档，查看了公司取得的相关外部文件，检查了公司的减值测试工作底稿，检查了相关资产的会计记录，并复核了公司的会计处理。基于我们在 2019 年审计中执行的程序，就 2019 年财务报表整体公允反映而言，我们没有发现华能国际上述减值测试的结果在所有重大方面存在不符合企业会计准则的情况。

五、关于前期收购标的和商誉

2、公司于 2008 年公司并购新加坡大士能源，形成大量商誉和无形资产。截止 2019 年底，与大士能源相关这部分的商誉的余额为 111.91 亿元，无形资

产余额为 41.49 亿元。请结合公司收购该标的时的有关估值、盈利预测、以及收购以来标的实际经营和业绩情况等，补充披露公司对该项商誉进行减值测试的过程，并说明公司未对该商誉进行减值的合理性。

公司回复：

1) 关于大士能源收购时的标的估值、盈利预测与实际经营业绩的差异说明

2008 年，公司在履行国家审批流程、华能集团内部决策程序的基础上参与了新加坡大士能源项目的国际竞标。根据尽调结果，以燃气机组更新作为基本估值方案，测算大士能源有限公司（“大士能源”）企业价值为 38 至 43.5 亿新元。由于出售方新加坡淡马锡控股（私人）有限公司（“淡马锡”）对交割时间要求较紧以及上市公司审批流程较长，经研究由华能集团作为收购主体进行竞标，为此专门设立了中新电力（私人）有限公司（“中新电力”），并由中新电力于 2008 年 3 月 24 日完成对淡马锡所拥有的大士能源 100% 的股权的收购，支付对价为 42.35 亿新币。2008 年 6 月 27 日经商务部批准，华能集团将大士能源股权平价转让给公司。

自 2008 年收购以来，大士能源公司保持了人员、经营和生产的平稳，取得了较好经营业绩。大士能源项目作为公司资产组合的重要部分，在分散公司经营的地域风险和燃料风险的同时，在强化华能品牌形象、促进公司管理提升、培养国际化人才、推动公司国际业务发展等方面也发挥了重要作用。2008 年-2014 年，大士能源项目收购后连续盈利，明显提升了公司整体经营业绩。2013 年以来，随着新加坡电力市场新机组的陆续投产以及新加坡 LNG 接收站投产后供应能力的增长，新加坡电力市场进入供过于求状态，发电商售电毛利走低。虽然大士能源仍然保持安全稳定生产，但受电力需求增长低于预期、发电商天然气合同过剩、电力政策调整等因素综合影响，项目盈利水平出现下降，从 2015 年开始出现经营亏损。但实际税息折旧及摊销前利润（“EBITDA”）始终为盈利状态。下表列示了 2008 年收购时对于未来年度预测利润情况与利润实现情况的比较。

新币亿元	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年
预测净利润	1.00	1.00	0.90	1.00	0.70	1.40	1.60	1.90	2.40	2.70	2.70
实际净利润	0.25	1.51	2.72	2.28	0.34	0.32	(0.41)	(0.50)	(1.05)	(1.67)	(1.12)
实际 EBITDA	0.88	3.82	5.43	4.86	2.63	2.61	1.77	1.60	0.97	0.10	0.79

近年来，大士能源实际盈利低于盈利预测的主要原因包括：1) 新加坡电力市场总体供应过剩。受前期发电商高回报和政府电力投资刺激政策影响，2012 年下半年以来，新加坡陆续投产了约 400 万千瓦的新机组。金融危机后，世界经济复苏缓慢，电力需求增长低于预期，市场供应过剩，电力市场需要时间逐步实现供需再平衡；2) 新加坡电力市场政策调整。新加坡能源管理局将以长期边际成本 LRMC 确定的固定合同电量比例由 2008 年的 55% 逐步下调至 2019 上半年的 20%，2019 年下半年至 2023 年为约 16%；3) 电力市场需求不及预期而产生天然气合同供应过剩，天然气合同照付不议压力限制了发电商竞价灵活性，使得电力库电量、零售合同电量的边际贡献大幅下降。

2) 关于商誉减值测试情况说明

上述收购事项形成商誉 22.25 亿元新币、无固定使用寿命电力生产许可证无形资产 8.02 亿新币（截至 2019 年 12 月 31 日，折合人民币 41.49 亿元）。2013 年，公司针对商誉计提减值 0.62 亿新币（折合人民币 3.92 亿元）。截至 2019 年 12 月 31 日，商誉余额 21.63 亿元新币（折合人民币 111.91 亿元）。

根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》的相关规定，公司将收购大士能源形成的商誉分配至大士能源发电（私人）有限公司（“大士发电”或者“TPG”）资产组，电力许可证也包括在该资产组中，公司每年均进行减值测试。2019 年 12 月 31 日，大士发电资产组的可收回金额（45.52 亿新币），高于资产组的账面价值（38.23 亿新币，其中设备设施等长期资产 8.58 亿新币、商誉 21.63 亿新币、电力生产许可证 8.02 亿新币），无需计提减值。在目前的基本假设判断下，大士发电不存在商誉减值。在使用未来现金流折现方法估计资产组的可收回金额时使用的主要参数包括售电量、售电边际贡献、永续期现金流增长率及折现率。

	售电量 单位：吉瓦时	售电边际贡献 单位：新币/兆瓦时
2020 年	10,200	9.4
2021 年	10,676	15.8
2022 年	10,880	28.5
2023 年	11,088	33.3
2024 年	11,301	38.5

新加坡能源管理局（“EMA”）预测未来十年（2020-2030）电力需求增长在 1.5%-2.1%。EMA 在 2019 年 10 月 29 日发布新加坡电力市场展望报告指出，在考虑人口、气候及经济等影响后，预计未来五年电力需求增长在 1.50%至 2.1%。据 EMA2019 年报告，2008-2018 年电力市场年复合增长率约 2.4%。大士能源占新加坡电力市场份额基本保持稳定，2017 年、2018 年及 2019 年该份额比例分别为 21.9%、21.1%及 20.7%。据此，大士发电预计其 2020 年至 2024 年售电量，并估计五年之后的永续期增长率为 2%。

2019 年大士发电的单位售电边际贡献为 12.4 新币/兆瓦时。未来五年，基于新加坡电力市场必须具有可持续发展能力的判断，电力市场将恢复其合理回报，售电边际贡献稳步提升，理由包括：1）根据新加坡政府要求，新加坡电力储备需要 30%的额外容量，以确保电力安全。根据新加坡 EMA 最新市场展望报告（考虑机组退役因素），按照各发电商上报的发电机组容量统计，自 2021 年起，电力备用容量比例将低于 30%的要求，降为 25%，以后五年内还将继续小幅下降。为了满足新加坡电力备用容量比例的要求，市场需要在 2024 年左右（机组建设通常需要 2 年时间）恢复长期边际利润，以吸引投资。考虑到市场恢复是一个渐进的过程，大士发电认为自 2020 年起至 2024 年，售电边际贡献将逐步回升到合理水平（目前固定合同的边际水平平均为 47 新币/兆瓦时）；2）新加坡主要发电商签订的天然气长期合同将在 2024 年到期，发电商将理性签订新的长期合同中的最低采购量，之后电力市场竞争状况预计将发生积极变化；3）新加坡发电商的老旧油机和低效单循环燃机因不具市场竞争力逐年退役，市场备用机组台数下降。随着容量占比达 77%的高效联合循环机组（发电量占比 97%左右）运龄增长老化，机组出力逐年小幅下降；基于目前电力市场供求关系和发电商信息，预

计 2020 年至 2024 年无新的大型联合循环机组投产。因此，新加坡电力市场供大于求的状况正在逐步缓解。预计 2022-2024 年左右达到供求平衡，供应逐步趋紧，电力库边际贡献将逐步恢复，进而推动占比 75-80%的零售电价毛利上升，其边际贡献逐步向长期边际成本也即现有固定合同边际贡献（目前实际约 47 新币/兆瓦时）趋近。

公司根据第一、(8) 回复中提及的加权平均资本成本 (WACC) 确定税后折现率，税后加权平均资本成本计算的主要参数包括：1) 无风险报酬率（按 30 年期且到期日为 2046 年的新币国债利率的报酬率）为 2.21%；2) 债务资本成本为 4.85%；3) 权益资本成本为 8.74%。在计算得出税后折现率之后，按照假设“税前现金流现值=税后现金流现值”的思路通过迭代循环计算确定税前折现率。经过计算，公司采用了 7.33%的税前折现率。

大士发电 2019 年实现 EBITDA 情况好于在 2018 年进行减值测试时对于 2019 年 EBITDA 预测。

根据 2018 年年报披露信息，在商誉减值测试中，新加坡另外两个发电商西拉雅能源公司（“西拉雅”）和圣诺哥发电公司（“圣诺哥”）预测售电量增长率分别为 2%和 2.5%；西拉雅和圣诺哥分别使用了 5.9%和 6.5%的税前折现率。与大士能源使用假设基本一致。

会计师意见：

针对上述减值问题，我们已经按照中国审计准则的要求，在 2019 年度审计中设计并执行的主要程序包括但不限于：

- 了解和评估管理层减值测试中关键控制的设计有效性，并测试其运行有效性；
- 将管理层采用的确定可收回金额的方法与行业指引进行比较，并且检查预测中所使用的基础数据的完整性和准确性；
- 评估计算中使用的关键假设，包括未来售电量、售电边际贡献、永续增长率和折现率。在评估这些关键假设时，我们将其与外部行业预测报告进行比较，并分析了管理层估计的历史准确性；
- 引入我们内部估值专家，帮助我们评估管理层所使用的确定可收回金额的方法以及所使用的折现率。

结论：基于我们在 2019 年审计中执行的程序，就 2019 年财务报表整体公允反映而言，我们没有发现华能国际上述商誉减值测试的结果在所有重大方面存在不符合企业会计准则的情况。

七、根据年报显示，公司及其子公司由于收购大士能源有限公司而取得其电力生产许可证，以取得时的公允价值进行初始计量。大士能源基于新加坡能源市场管理局 (Energy Market Authority) 所颁发的许可证经营其电厂，该许可证有效期为 30 年 (2003 年至 2032 年)。2011 年，该许可证以极少的成本将到期日延长至 2044 年，并且还可进一步延期。公司及其子公司预计基于现有市场框架，

在延期的过程中可以遵守相关的规章制度。公司及其子公司基于对电力生产许可证的使用寿命的评估，认为其使用寿命不确定，因此不予摊销。对此，请说明：

(1) 公司“认为其使用寿命不确定”的依据是什么？(2) 公司将取得的“电力生产许可证”认定为资产的依据是什么？该事项业务实质是什么？

公司回复：

一、大士认为其使用寿命不确定”的依据是什么？

准则有关规定

《企业会计准则第 6 号—无形资产》第十六条规定：“企业应当于取得无形资产时分析判断其使用寿命。无形资产的使用寿命为有限的，应当估计该使用寿命的年限或者构成使用寿命的产量等类似计量单位数量；无法预见无形资产为企业带来经济利益期限的，应当视为使用寿命不确定的无形资产。”以及该准则应用指南第四条：“来源于合同性权利或其他法定权利的无形资产，其使用寿命不应超过合同性权利或其他法定权利的期限；合同性权利或其他法定权利在到期时因续约等延续、且有证据表明企业续约不需要付出大额成本的，续约期应当计入使用寿命。”

具体事项分析

2008 年本公司子公司中新电力收购大士能源而取得其电力生产许可证，以取得时的公允价值进行初始计量，该电力生产许可证被视为使用寿命不确定的无形资产的主要依据包括：

- 中新电力收购大士能源时，大士能源为新加坡电力市场最大的三家发电企业之一，上述三家企业占有新加坡电力市场份额约 90%。新加坡电力市场实行严格的准入制度，新加坡能源市场管理局（Energy Market Authority, “EMA”）基于已颁布的电力生产许可证限制新发电企业进入发电市场，已颁发许可电力生产许可证到期后无法续期将会大大影响到新加坡电力市场的稳定，因此根据现有市场管理架构发电企业的电力生产许可证到期后可以获得延期。直至 2019 年，新加坡电力市场的管理架构并未发生实质性变化。
- EMA 颁发大士能源的电力生产许可证初始有效期为 30 年（即 2003 年至 2032 年）。根据新加坡当地电力市场监管情况，电力生产许可证的续期仅需要程序上的办理而非实质性的审批，且续期发生的成本很小。2011 年，大士能源的电力生产许可证并未缴纳任何延期费用便成功将到期日延长至 2044 年，并且还可进一步延期。公司预计，基于现有的市场管理架构，在延期的过程中遵守相关的规章制度，在延续电力许可证到期日的过程中不需要付出大额成本，且没有延期次数的要求限制。
- 2008 年收购大士能源时，公司聘请了国际独立第三方资产评估公司 Vigers Appraisal & Consulting Limited 对于收购识别的无形资产（即电力许可证）进行了公允价值评估，其所使用的模型亦是基于该电力许可证在新加坡电力市场是可以永续使用的。

综上所述，本公司及其子公司根据企业会计准则的有关要求，基于对电力生产许可证的合同义务权利在续约时不需要付出大额成本，且续约没有次数限制，认为大士能源发电生产许可证的使用寿命不确定，因此不予摊销，但需要每年进行减值测试。

(2) 公司将取得的“电力生产许可证”认定为资产的依据是什么？该事项业务实质是什么？

准则有关规定

《企业会计准则第 20 号—企业合并》第十四条规定：被购买方可辨认净资产公允价值，是指合并中取得的被购买方可辨认资产的公允价值减去负债及或有负债公允价值后的余额。被购买方各项可辨认资产、负债及或有负债，符合下列条件的，应当单独予以确认：……合并中取得的无形资产，其公允价值能够可靠地计量的，应当单独确认为无形资产并按照公允价值计量。

同时《企业会计准则解释第 5 号》对购买方确认在企业合并中取得的无形资产有补充规定：“非同一控制下的企业合并中，购买方在对企业合并中取得的被购买方资产进行初始确认时，应当对被购买方拥有的但在其财务报表中未确认的无形资产进行充分辨认和合理判断，满足以下条件之一的，应确认为无形资产：（一）源于合同性权利或其他法定权利；（二）能够从被购买方中分离或者划分出来，并能单独或与相关合同、资产和负债一起，用于出售、转移、授予许可、租赁或交换。”

具体事项分析

公司账面的电力生产许可证是收购新加坡大士能源时确认的单项无形资产。2008 年中新电力收购大士能源，构成《企业会计准则第 20 号—企业合并》的非同一控制下企业合并。中新电力在对非同一控制下企业合并取得的大士能源的相关可辨认资产进行初始确认时，在基于对新加坡当地电力市场和监管环境的分析的基础上，对其拥有的但在其财务报表中未确认的无形资产进行充分辨认和合理判断，因此识别出其电力生产许可证应作为单项可辨认资产进行确认。有关依据和业务实质分析如下：

- 大士能源的电力生产许可证由新加坡电力市场监管机构新加坡能源市场管理局（Energy Market Authority, EMA）颁发。根据 EMA 的相关政策，新加坡电力市场实行准入制度，EMA 向发电企业授予电力生产许可证，发电企业只有取得电力生产许可证才可以进行机组的商业运行以及电力销售，进而实现经济利益流入。电力生产许可证来源于 EMA 作为监管机构的法定许可，属于大士能源拥有的某种法定权利。
- 在新加坡电力市场管理架构中，电力生产许可证是颁发给发电企业而非个别机组，当发电企业的发电机组因为服务期满报废退役后，电力生产许可证将由该发电企业的新发电机组承继。因此电力生产许可证并不附着于特定资产、负债，而是可以从被购买方的其他可辨认资产、负债中进行分离，并能与相关资产、负债一起用于未来发电业务。

- 在上述收购过程中，公司聘请了国际独立第三方资产评估公司 Vigers Appraisal & Consulting Limited 对于收购识别的无形资产（即电力许可证）进行了收购日的公允价值评估，评估价值为 8.02 亿新币。收购对价高出可辨认净资产公允价值（包括该电力许可证公允价值）的部分才确认为收购形成的商誉。

基于以上，大士能源的发电生产许可证满足企业合并准则中单项可辨认资产确认为无形资产的条件，因此在合并报表中作为无形资产核算。

会计师意见：

针对上述问题，我们已经按照中国审计准则的要求，在 2019 年度审计中设计并执行的主要程序包括但不限于：

- 检查上述收购交易在以前会计年度年报中的相关披露；
- 将电力生产许可证 2019 年期初余额与上年度期末余额进行核对；
- 检查公司的会计政策，并与企业会计准则相关规定进行核对；
- 检查公司对于该电力生产许可证构成一项无形资产，并判断其使用寿命不确定的依据。

结论：基于我们在 2019 年审计中执行的程序，就 2019 年财务报表整体公允反映而言，我们没有发现上述电力生产许可证构成一项无形资产并且使用寿命不确定在所有重大方面存在不符合企业会计准则的情况。

特此函复

(此页无正文)

本函仅供华能国际电力股份有限公司就于 2020 年 4 月 14 日上海证券交易所上市公司监管一部发出的《关于华能国际电力股份有限公司 2019 年年度报告的信息披露监管问询函》向上海证券交易所报送相关文件使用；未经本所书面同意，不得作其他用途使用。

安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）



中国 北京

2020 年 4 月 21 日