（上接B097版）

（3）第三轮：2020年7月至2021年1月

2020年初至2020年6月，CGP团队继续寻找替代方案，并将西班牙龙头可再生能源公司PRV引入交易。

2.本次交易的合理性

如果Metz项目未能按期开工或在2021年4月前完成转让，项目可能存在无法继续完成建设的风险，并可能导致已提供给电网公司的1,180万澳元电网保函及提供给Snowy公司100万澳元PPA担保函出现到期丢失的情况。

在考虑到Metz项目的批文获取历时已久，公司每年必须要花费高额资金对Metz项目的批文进行更新维护，并且需要每月支付固定的并网电网费用。若完全建设将花费19,630万澳元，公司根据当前的经营情况情况，暂时无法支付如此规模的投资资金。为提升商外光伏产业整体运行效益，增加资产流动性，以缓解公司当前过高的经营成本及融资成本，同时为了减少Metz项目对公司未来经营情况进一步的影响，公司最终与西班牙公司PRV的全资子公司PRV Solar Holdings I BV完成Metz项目转让交易。

综上所述，处置Metz电站项目是公司依据经营环境变化做出的合理应对，最后一次评估价值218.4万澳元与收购方PRV公司的报价210万澳元接近，因此减值测试不存在严重影响本次交易的合理估值和定价，也不存在损害上市公司利益的情形。

（三）补充披露Metz电站项目前期购置及本次交易相关资产评估的具体过程，包括评估假设、重要参数的选取、盈利预测情况等，说明本次交易定价是否公允、合理，请评估师发表明确意见。

【公司回复】

一、Metz电站项目前期购置情况

Metz电站项目所属项目公司Metz Newco Pty Ltd.于2016年02月01日注册成立。

2017年Metz电站前期购置时，公司项目开发人员通过澳洲尽职调查等报告，向董事会出具可行性报告。可行性报告对澳大利国情概要、投资环境、能源市场环境做了说明，基于当时澳大利亚当地因巴黎气候协定而持续关闭大型火力电厂产生用电缺口，加上澳大利亚当地光照资源好，光伏成本低，有绿证补贴等新能源相关政策及各项扶持政策，认为澳大利亚具有成为主要光伏市场的潜力。

项目主要指标	项目所在地	阿米葛尔，新南威尔士州
	项目装机量	151.66MWp
	浮动电价	2017年平均澳元$80/MWH
	绿证补贴电价	2017年平均澳元$85/MWH
	有效光照小时数	1,983KWh/KWp
	预计完工时间	2018年9月-10月
	接入	132KV
	土地	50万公顷，租赁形式
	项目运营期	30年
	项目建设期	9个月
	当地税率	30%

项目的投资收益主要依据的浮动电价、绿证补贴预测及MLF（边际损损系数）系来自Jacobs Groups（Australia）Pty Ltd的11月出具的专业电价预测报告。项目的运营期以30年为准，其中部分成本及收益或根据市场情况变动。

指标	数值
装机容量（MW）	151.66
首年年上网电量（MWh）	271,270
动态总投资（万元）	22036
每瓦价格	A$1.45/w
EPC成本	A$1.196/w
最佳倾角PSO	24S4
年衰减率	0.40%
全投资内部收益率（%）	8%
项目运营期	30年

2017年11月23日，靖源股份全资券公司CGP公司以1,368.25万澳元收购Metz公司100%股权以及开发澳大利亚梅斯150兆瓦光伏地面电站项目，该收购及日后开发计划经厦门市发展和改革委员会批准，并于2017年11月29日取得厦发改备案[2017]29号项目备案通知书。

于收购时点，Metz公司已获得新南威尔士州政府环境与规划局的批准，同意Metz公司进行光伏发电项目的开发及建设；并已获取光伏发电项目所需的环评资质、项目地点的土地优先租赁协议。收购完成后，Metz公司进一步与澳洲电网公司合作，获得电网接入许可权；2018年10月，Metz公司与澳大利亚公共事业公司Snowy Hydro Ltd.（以下简称 “Snowy公司”）签订固定价格售电协议（以下简称 “PPA协议”）。

二、本次交易相关资产评估的具体过程

（一）评估关键假设

1、企业经营假设：

（1）假设评估对象未来收益期不发生对其经营业绩产生重大影响的诉讼、抵押、担保等事项；

（2）业务稳定假设：假设经营项目和服务基本保持不变，或其变化可作出预期并可能实现；

（3）方向一致假设：假设未来预测期评估对象经营相关当事人是负责的，且管理层有能力担当其责任，在预测期主要管理人员和技术人员基于评估基准日状况，不发生影响其经营实动的重大变更，管理团队稳定发展，管理制度不发生影响其经营的重大变动；

（4）一致假设：假设预测期内评估对象所采用的会计政策与评估基准日在重大方面保持一致，具有连续性和可比性；

（5）均衡经营假设：是假定指定的基准日至的营业收入、成本费用均衡发生，构成经营成本的原料价格与服务产品销价变化基本同步；

（6）简单再生产假设：假设评估对象每年计提的固定资产折旧可以满足评估对象维持固定资产规模所需投入的更新支出，此种措施足以保持评估对象的经营生产能力得以持续；

（7）收益期假设：假设光伏项目的开发能够按期完工并在2022年3月31日前并网；假设项目收益期按照PPA协议的约定，自2022年4月起至2062年3月为止，可执行PPA协议约定的上网电价为46澳元/MWh；

（8）现金流方向假设：假设评估对象预测期现金流取得方式为期中取得；

（9）数据真实假设：是假定评估专业人员所依据的对比公司的财务报告、交易数据等均真实可靠；

2、企业资产状况假设：

（1）假设评估对象所涉及资产的购置、取得等过程均符合国家当地有关法律法规规定；

（2）除已披露情况外，假设评估对象所涉及资产按目前的或既定用途、目的和使用的方式、规模、频率继续使用；

（3）除已披露情况外，假设评估对象所涉及资产不存在抵押、诉讼查封等情况；

（4）假设评估对象所涉及资产权请断，不涉及任何留置权、地役权，没有受侵犯或无其他负担性限制，没有可能存在未支付购置款等连带负债及估价范围以外的法律问题；

（5）除被告知或披露的情况以外，评估对象及其所涉及的建筑物、设备等有形资产无影响其持续使用的重大技术故障，该等资产中不存在对其价值有不利影响物质，该等资产所在地无危险物及其他有害环境条件对该等资产价值产生不利影响；

（6）假设光伏发电项目在开始建设前可获取足够的资金支持。

本资产评估报告评估结论在上述假设条件下在评估基准日时成立，当上述假设条件发生较大变化时，签名资产评估师及本评估机构将不承担由于假设条件改变而推导出不同评估结论的责任。

（二）关键参数

1、预测期

根据企业建设规划及PPA协议，167.225MW光伏项目的建设期为2021年年初至2022年3月31日；运营期限为30年，收益期从2022年4月起至2062年3月31日。

2、营业收入

公司管理层综合分析宏观经济情况、行业发展现状及趋势、目标市场状况等外部因素，并结合项目协议条款、产品或服务特点等内部因素，本着求实、稳健的原则对未来营业收入进行预测。

未来营业收入预测情况如下：

金额单位：千澳元

项目	2020年10-12月	2021年	2022年1-3月	2022年4-12月	2023年	2024年	2025年
销售收入——PPA	–	–	–	7,623.05	10,212.24	10,191.89	10,299.75
销售收入——市场销售	–	–	–	4,184.64	5,999.16	6,903.79	6,723.04
销售收入——绿证补贴收入	–	–	–	1,784.08	1,659.30	736.80	748.09
销售收入合计	–	–	–	13,591.76	17,870.70	17,832.47	17,770.88

金额单位：千澳元

项目	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年
销售收入——PPA	10,339.00	10,380.79	10,280.18	10,328.91	10,146.13	10,216.28	10,358.28
销售收入——市场销售	6,862.99	6,338.93	7,535.73	7,908.12	8,068.34	7,262.97	7,325.79
销售收入——绿证补贴收入	754.46	761.05	757.21	764.36	754.35	–	–
销售收入合计	17,957.44	17,480.77	18,573.11	19,001.38	18,968.83	17,479.26	17,684.08

金额单位：千澳元

项目	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年
销售收入——PPA	10,738.91	10,813.43	10,872.17	10,849.68	2,741.03	–	–
销售收入——市场销售	8,677.42	8,416.77	8,425.47	9,298.53	26,501.83	34,949.40	38,643.92
销售收入——绿证补贴收入	–	–	–	–	–	–	–
销售收入合计	19,416.33	19,230.19	19,297.65	20,148.21	29,242.87	34,949.40	38,643.92

金额单位：千澳元

项目	2040年	2041年	2042年	2043年	2044年	2045年	2046年
销售收入——PPA	–	–	–	–	–	–	–
销售收入——市场销售	35,717.12	34,933.20	33,687.02	32,444.08	36,083.02	34,435.49	36,306.64
销售收入——绿证补贴收入	–	–	–	–	–	–	–
销售收入合计	35,717.12	34,933.20	33,687.02	32,444.08	36,083.02	34,435.49	36,306.64

金额单位：千澳元

项目	2047年	2048年	2049年	2050年	2051年	2052年1-3月
销售收入——PPA	–	–	–	–	–	–
销售收入——市场销售	34,833.61	33,276.08	34,385.26	42,883.03	43,288.10	10,924.25
销售收入——绿证补贴收入	–	–	–	–	–	–
销售收入合计	34,833.61	33,276.08	34,385.26	42,883.03	43,288.10	10,924.25

未来营业收入主要来源于167.225MW发电项目的经营收入。

根据距评估基准日最近期PPA协议中约定情况，Metz建成并完成并网后，Snowy公司将于经营期的前15年内，以46澳元/MWh单价购入Metz公司70%的年发电量，其余30%在市场上出售。

销售数量方面，预计建成后年发电量达到357,527.05MWh。根据Metz公司提供的相关资料，实际可销售电量会受到设备损耗、电网损耗、光伏板损耗、供需的影响，根据目前的数据，目前设备效率为99%，电网效率为95%，光伏板每年损耗率为0.4%，传输边际损耗MLF系数每年在0.8至0.9之间计算得出实际可销售电量。

销售价格方面，本次评估划分为合同电价、市场电价及绿证价格计算。其中，根据PPA协议约定，在光伏项目开始运营后的15年内，每年有效发电量的70%以及对应获得的绿证将由Swony公司所有，根据最近期PPA双方谈判情况，销售电价为46澳元/MWh，每年以CPI的65%进行调整。

在光伏项目开始运营后的15年内，剩余的30%有效发电量可以在市场上销售，并以每1MWh对应1绿证的数量获得对应数额的绿证。本次评估，市场价格参考Baringa Partners LLP于2020年9月对新南威尔士州市场电价估算报告，价格根据外部市场情况波动，每年随着CPI变动同步调整。绿证价格参考Mercari网站对绿证市场价格的统计及未来趋势进行预测，价格根据外部市场情况波动，每年随着CPI变动同步调整。

2、经营成本费用情况

企业经营成本及费用及主要预测依据如下：

（1）折旧摊销：

光伏发电项目预计2022年4月1日并网售电，固定资产投资总额176,019.52千澳元，2022年4月1日开始以直线折旧法计提折旧，根据企业折旧政策，按20年计提，残值率按5%。则每年应计提折旧额8,360.93千澳元。

（2）运维费用

运维费用为未来项目运营过程中发生的日常维护费用，本项目未来日常维护预计将由第三方运维公司负责，根据产权持有单位与第三方运维公司Canadian Solar O&M(Australia) Pty Ltd签订的合同约定，项目建成后将由Canadian Solar O&M(Australia) Pty Ltd进行运维，运维费用标准为第1-5年8902.48澳元/MWp，第六年及以后9310.45澳元/MWp，每年根据CPI进行调整。

（3）浮动市场使用费

澳大利亚国家电力市场参与者是以发电商、配电商、网络服务商、批发商、大用户为主体，通过澳大利亚能源市场运营中心（Australian Energy Market Operator，AEMO)市场进行现货交易和长期合约交易，或称为零售或批发交易。故参与电力销售需要向AEMO能源交易机构缴纳浮动市场使用费。根据AEMO能源交易机构的报价函AEMO Electricity Revenue Requirement and Fee Schedule，每年浮动市场使用费为55千澳元。每年根据CPI进行调整。

（4）土地租赁费

本项目建设用地为租赁取得，根据土地租赁合同Metz-Option-Signed，土地租赁年限30年，每年250千澳元，每年根据CPI进行调整。

（5）保险费

根据RINA咨询为Metz项目出具的尽职调查报告，项目保险费每年预计为259.765千澳元，每年根据CPI进行调整。

（6）资产管理费

根据市场情况，企业预测经营期第一年资产管理费为256.55千澳元、第二年208.25千澳元、第三年159.586千澳元、第四年及以后159.15千澳元，每年根据CPI进行调整。

（7）电网接入费

项目的电力线路接入搭建及后续的运营均由当地电网公司Transgrid出资搭建，根据发电连接协议，每年需缴纳电网接入费用1260千澳元，每年根据CPI进行调整。

（8）技术支持费用

主要根据技术咨询的费用，根据2019年7月17日的Proposal for Metz Solar Farm Lenders’ Engineer Construction 的报价，经营期第一年、第二年发生的技术支持费用为9.9千澳元、10.4千澳元。根据合同，该报价已含CPI实动，因此不做调整。则2022年、2023年技术支持费用为9.9千澳元、10.4千澳元。

（9）FCAS费用

FCAS（Frequency Control Ancillary Service）是澳洲电网提供的配套服务，该服务主要通过专业的调节手段，调整因电力供给/需求量不匹配时造成的电网的供电频率上升或下降，使电力频率保持在合理的范围，从而达到电力输送的稳定状态。本次评估根据企业提供的每MWh费用价格进行预测，价格根据外部市场情况波动，每年根据CPI进行调整。

（10）管理及销售费用

企业业务构成简单，未来预计安排运维人员4人；预计销售及管理费用（剔除折旧摊销，折旧摊销已在第一项核算）占年收入5%，则无需考虑CPI调整。则每年管理及销售费用率为5%。

（11）其他费用

其他费用包括中介费、水电费、网络费等，每年根据CPI进行调整。

3、税金及附加：根据澳大利亚联邦政府税收制度，未征收增值税附加税，则无税金及附加费用。

2、利润表其他科目的预测：

（1）投资收益

产权持有单位无长期投资，不预测投资收益。

（2）营业外收入、营业外支出

营业外收入和营业外支出属于企业的偶然性损益，无法合理预测，在未来的现金流预测中不予考虑。

3、资本性支出预测：基于企业投资规划计算评估基准日至建设开工前，企业支出必要的费用。根据规划，企业2020年10月至2022年三月，每年资本性支出分别为350.50千澳元、94,302.96千澳元、62,868.64千澳元。

4、营运资金增加额：根据对评估对象经营情况的调查，以及历史经营的资产和损益、收入及成本费用的统计分析，以及对未来经营期内各年度收入与成本的估算结果，并结合评估对象目前的经营计划，参考同行业数据，对营运资金增加额情况进行预测。则营运资金增加额情况根据企业营运资本变化情况确定。

5、期末回收资金现值：根据项目协议经营期限、企业规划，项目到期后将处置公司的资产。回收金额以期末营运资金余额、固定资产折旧摊销残值确认，计算得期末回收资金现值10,315.87千澳元。

6、折现率

本次评估采用风险累加法计算在建工程的折现率。折现率的基本构成为：折现率＝无风险报酬率＋风险报酬率。

（1）无风险报酬率Rf的确定

无风险报酬率即安全报酬率，通常可以参考政府发行的中长期固债利率或同期银行存款利率来确定，也可以选取距离评估基准日前最近发行的长期国债票面利率、选取最近几年发行的长期国债利率的加权平均值，选取距评估基准日前最近的澳大利亚储备银行公布的10年期国债利率作为无风险报酬率。

国债收益率通常被认为是无风险的，因为持有该债权到期不能兑付的风险很小，可以忽略不计。根据WIND资讯系统、澳洲储备银行统计数据，查得估基准日的澳大利亚10年期国债到期收益率0.8200%，本评估报告以0.8200%作为无风险收益率。

（2）风险报酬率的计算

风险报酬率是指在风险投资中取得的报酬与其投资额的比率。投资的风险越大，风险报酬率越高。采用 “风险累加法” 将各种风险对风险报酬率的要求加以量化并予以累加，其公式为：

风险报酬率＝开发阶段风险报酬率＋行业风险报酬率＋财务经营风险报酬率

风险报酬率根据项目运营情况确定为8.5%。

（3）折现率的确定

折现率＝无风险报酬率＋风险报酬率

＝0.82%+8.5%＝9.32%

7、在建工程相关资产价值的计算

根据上述各关键参数的取值，通过在建工程及相关资产价值计算模型

则在建工程相关资产价值计算过程如下：

金额单位：千澳元

项目	2020年10-12月	2021年	2022年1-3月	2022年4-12月	2023年	2024年	2025年
在建工程自由现金流量	-350.50	-94,302.96	-62,868.64	8,672.68	12,662.83	12,604.87	12,559.19
折现率	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%
年期	0.25	1.25	1.50	2.25	3.25	4.25	5.25
折现期	0.13	0.75	1.375	1.75	2.75	3.75	4.75
折现系数	0.9889	0.9354	0.8947	0.8566	0.7827	0.7159	0.6549
在建工程收益现值	-347.00	-88,207.00	-56,619.00	7,430.00	9,911.00	9,024.00	8,225.00

项目	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年
在建工程自由现金流量	12,655.41	12,228.52	13,006.25	13,468.20	13,464.58	12,186.28	12,074.11
折现率	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%
年期	6.25	7.25	8.25	9.25	10.25	11.25	12.25
折现期	5.75	6.75	7.75	8.75	9.75	10.75	11.75
折现系数	0.5991	0.5480	0.5013	0.4585	0.4194	0.3837	0.3510
在建工程收益现值	7,581.00	6,701.00	6,520.00	6,176.00	5,648.00	4,676.00	4,238.00

项目	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年
在建工程自由现金流量	13,440.46	13,474.55	13,444.08	14,057.46	21,465.14	27,292.48	31,028.01
折现率	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%
年期	13.25	14.25	15.25	16.25	17.25	18.25	19.25
折现期	12.75	13.75	14.75	15.75	16.75	17.75	18.75
折现系数	0.3211	0.2937	0.2686	0.2457	0.2248	0.2056	0.1881
在建工程收益现值	4,315.00	3,957.00	3,612.00	3,455.00	4,825.00	5,612.00	5,836.00

项目	2040年	2041年	2042年	2043年	2044年	2045年	2046年
在建工程自由现金流量	29,116.77	28,017.86	25,678.56	25,197.25	28,280.21	27,390.14	28,599.72
折现率	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%
年期	20.25	21.25	22.25	23.25	24.25	25.25	26.25
折现期	19.75	20.75	21.75	22.75	23.75	24.75	25.75
折现系数	0.1721	0.1574	0.1440	0.1317	0.1205	0.1102	0.1008
在建工程收益现值	5,010.00	4,410.00	3,697.00	3,318.00	3,407.00	3,018.00	2,883.00

项目	2047年	2048年	2049年	2050年	2051年	2052年1-3月
在建工程自由现金流量	27,599.48	26,058.14	26,661.05	33,616.00	35,065.03	23,661.93
折现率	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%	9.32%
年期	27.25	28.25	29.25	30.25	31.25	31.50
折现期	26.75	27.75	28.75	29.75	30.75	31.38
折现系数	0.0922	0.0844	0.0772	0.0706	0.0646	0.0611
在建工程收益现值	2,545.00	2,198.00	2,057.00	2,373.00	2,264.00	1,445.00

则累计收益现值PG合计2,184,000.00澳元（取整）。

综上所述，本次对Metz发电项目评估的预测、参数取值所涉及的各项参数的选取是合理的。项目的全投资收益率符合OECD国家标准，且符合澳洲同类光伏电力项目的预期收益范围，并通过接入、批复、规划、建设及经济效益等情况，认为本项目具备各个重要方面的可行性。

【评估师回复】

经核查，评估机构在评估过程中严格按照评估的相关规定，并履行勤勉、尽职的义务，评估取值合理，资产评估价值公允，具有合理性。

【会计师回复】

1、核查过程

针对上述事项，我们执行了以下核查程序：

（1）向管理层了解项目转让的原因，了解澳洲Metz项目的经营情况，检查账面金额形成的过程和依据。

（2）了解收购方FRV Solar Holdings I B.V.的公司背景、公司实力等情况；检查转让协议、银行回款单。

（3）复核两次减值评估的评估师工作，包括复核评估师的资质、重要参数的选取等。

2、核查意见

我们已获取了充分、适当的审计证据，审计结论准确、可靠，我们认为：上述公司对于澳洲Metz光伏电站项目的相关回复，与我们在对公司2020年度财务报表执行审计工作中取得的审计证据及了解的信息一致。澳洲Metz光伏电站项目资产核算准确，减值计提合理。

问题五：年报显示，2018年至2020年，公司应收账款账面价值期末余额分别为5.51亿元、3.71亿元、3.78亿元，各年度坏账准备期末余额分别为564.90万元、785.60万元、3640.86万元。其中，2019年公司新增计提坏账减值准备785.60万元，2020年度收回或转回坏账准备2922.33万元。公司按照应收海外客户款项、应收国家电网和电力公司款项以及应收其他客户款项组合计提坏账准备，报告期末上述各组合坏账计提比例分别为1.78%、4.75%、15.42%。请公司：（1）区分业务板块列示近三年应收账款前五大对象、交易内容及金额、占比、账龄、减值准备计提及依据等，并说明是否涉及公司控股股东及其关联方；（2）补充披露公司应收款项组合的分类依据，近三年减值准备计提的计算过程和主要参数，并结合各组合的信用风险特征等，说明公司应收款项组合的原因及依据；（3）补充披露公司2019年新增大额坏账减值准备计提，于2020年收回或转回的具体原因及依据，并结合前述问题补充披露公司前期坏账准备计提是否审慎，是否存在利润跨期调整的行为。请年审会计师就上述事项发表明确意见，并说明所执行的审计程序，是否获取了充分、适当的审计证据，审计结论是否准确、可靠。

【公司回复】

（1）区分业务板块列示近三年应收账款前五大对象、交易内容及金额、占比、账龄、减值准备计提及依据等，并说明是否涉及公司控股股东及其关联方；

公司主要区分2个业务板块：支架产品业务、电站开发与工程服务，区分业务板块列示近三年应收账款如下：

1、支架产品销售业务前5大应收账款：

（1）2020年12月31日

单位：万元

序号	客户名称	交易内容	2018年末				2019年末				2020年末				计提依据
			应收账款余额	占比	账龄	坏账准备	应收账款余额	占比	账龄	减值准备	应收账款余额	占比	账龄	减值准备	
1	客户26	光伏支架产品	3,101.21	6.90%	1年以内										合同约定账期内
2	客户15	光伏支架产品	2,448.06	5.45%	1年以内		3,334.34	7.41%	1年以内	–	3,210.59	7.75%	1年以内	–	合同约定账期内
3	客户27	光伏支架产品	2,369.15	5.27%	1年以内	118.46									账龄分析及对应计提比例
4	客户6	光伏支架产品	2,169.52	4.83%	1年以内	108.48	547.26	1.22%	1年以内	27.36					账龄分析及对应计提比例
5	客户24	光伏支架产品	1,431.13	3.18%	1年以内										合同约定账期内
6	客户28	光伏支架产品					1,496.17	3.33%	1年以内	897.7					个别认定百分六十计提
7	客户29	光伏支架产品					1,067.39	2.37%	3年以上	1,067.39	1,067.39	2.58%	3年以上	1,067.39	个别认定百分百计提
8	客户17	光伏支架产品					689.22	1.53%	1年以内		1,011.59	2.44%	1年以内		合同约定账期内
9	客户1	光伏支架产品									2,624.56	6.34%	1年以内	131.23	账龄分析及对应计提比例
10	客户4	光伏支架产品									641.33	1.55%	1年以内		账龄分析及对应计提比例
合计			11,519.07	25.63%		226.94	7,134.38	15.86%		1992.45	8,555.46	20.66%		1,198.62	

2、电站开发与工程服务前5大应收账款：

（1）2020年12月31日

单位：万元

序号	客户名称	交易内容	2018年12月31日					2019年12月31日					2020年12月31日				
			应收账款余额	占比	账龄	减值准备	计提依据	应收账款余额	占比	账龄	减值准备	计提依据	应收账款余额	占比	账龄	减值准备	计提依据
1	内蒙古电力（集团）有限责任公司	光伏发电	3,640.20	81.07%	1年以内1,670.07万；1-2年1,846.26万；2-3年123.78万。	33.03	账龄分析及对应计提比例	6,124.73	13.61%	1年以内3,582.10万；1-2年2,418.84万；2-3年123.79万。	29.09	2	6,441.42	15.48%	1年以内2,723.39万；1-2年3,118.54万；2-3年572.49万。	30.468	国债利率4.75%计提
2	国网新疆电力公司阜康市供电公司	光伏发电	2,215.84	7.15%	1年以内1,672.65万；1-2年1,383.52万；2-3年359.67万。	39.18	账龄分析及对应计提比例	4,845.16	10.78%	1年以内1,642.73万；1-2年1,443.73万；2-3年1,383.52万；3年以上359.66万。	22.02	1	5,608.39	13.54%	1年以内2,704.88万；1-2年1,442.73万；2-3年1,383.52万；3年以上638.47万。	26.645	国债利率4.75%计提
3	国网山东省电力公司肥城供电公司	光伏发电						1,687.04	3.75%	1年以内666.54万；1-2年692.53万；2-3年327.97万。	80.13	5	2,258.80	5.45%	1年以内	10.729	国债利率4.75%计提
4	张掖豫鹏光伏电力开发有限公司	EPC工程	10,554.41	23.48%	1年以内1,192.69万；1-2年5,189.32万；2-3年4,172.40万。	2,743.22	账龄分析及对应计提比例	9,404.72	20.91%	1年以内3,725.77万；1-2年1,192.69万元；2-3年4,486.26万。	3,99	6	2,254.74	5.44%	1年以内110.02万；1-2年1,997.78万；2-3年146.94万。	27	账龄分析及对应计提比例
5	国网山东省电力公司菏泽供电公司	光伏发电	1,287.02	2.86%	1年以内880.12万；1-2年406.90万。	84.7	账龄分析及对应计提比例	1,679.19	3.73%	1年以内863.26万；1-2年815.93万。	76.77		1,716.93	4.14%	1年以内694.97万；1-2年818.06元；2-3年230.90万。	81.56	国债利率4.75%计提
6	国网福建南安市供电有限公司	光伏发电	6,939.54	15.44%	1年以内4,961.05万；1-2年1,978.49万。	445.9	账龄分析及对应计提比例										
合计			25,637.01	57.03%		3,995.67		23,743.84	52.78%		4,673.77		18,254.28	44.05%		1,039.89	

经公司核查，各业务板块近三年的前五大应收账款均为独立第三方，未涉及公司控股股东及其关联方。

（二）补充披露公司应收款项组合的分类依据，近三年减值准备计提的计算过程和主要参数，并结合各组合的信用风险特征等，说明公司应收其他客户款项组合坏账计提比例高于其他应收款项组合的原因及依据；

1、应收款项组合的分类依据

公司2019年1月1日起执行新金融工具准则，对应收账款以预期信用损失为基础确认损失准备。应收款项，对于应收客户款项存在客观证据表明存在减值，如：与对方存在争议或涉及诉讼、仲裁的应收款项；已有明显迹象表明债务人很可能无法履行还款义务的应收款项等其他明显信用风险以及其他适用于单项评估的应收账款单独进行减值测试，确认预期信用损失，计提单项减值准备。对于不存在减值客观证据的应收账款公司依据信用风险特征进行划分。

应收账款确定组合的划分依据如下：

（1）应收账款组合1应收海外客户款项

该组合主要为光伏支架产品销售，主要客户分布在澳洲、泰国、菲律宾、缅甸、日本、英国等国家，期末依据海外客户应收账款余额，根据合同约定回款日期未回，逾期120天以上（在公司与海外客户签署的销售合同中，约定的付款账期在提单日期45-90天之间，并考虑客户的信用额度及信用状况给予1-2个月的展期）且有其他迹象显示不能收回的金额进行单项全额计提信用减值损失，信用减值计提金额考虑保险理赔。

（2）应收账款组合2应收国家电网公司及电力公司的款项

公司光伏发电收入主要来源于中国地区，应收账款主要由脱硫煤价格与按规定取得国家可再生能源电价两部分组成。按照《购售电合同》约定的并网电价与发电量进行结算从而确认应收账款。公司与购电企业权月进行结算，国家新能源补贴的到账时点则须视国家新能源补贴发放的进度。因应收账款对象为国家电网公司，属于政府类款项，信用违约风险极低，因此参考国债利率4.75%比例进行信用减值计提。

（3）应收账款组合3应收其他客户款项

该组合主要包括国内光伏支架销售业务及国内光伏电站EPC工程建设及服务业务。公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款项龄与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。

公司将该应收账款按类似信用风险特征（账龄）进行组合，并基于所有合理且有依据的信息，包括前瞻性信息，对该应收账款坏账准备的到账时点则须视国家新能源补贴发放的进度。因应收账款对象为国家电网公司，属于政府类款项，信用违约风险极低，因此参考国债利率4.75%比例进行信用减值计提。

账龄	应收账款计提比例
1年以内	5%
1-2年	10%
2-3年	50%
3年以上	100%

（4）应收账款组合4应收合并范围内关联方款项

该组合主要为公司关联方光伏支架产品销售。公司参考历史信用损失经验，结合当前合并范围内各关联方状况以及对未来经济状况的预测，具有较低信用风险，不计提坏账准备。

2、2018年至2020年应收账款坏账准备计提过程和主要参数如下：

（1）2020年度

单位：万元

1、按单项计提坏账准备	2020年应收账款原值	2020年坏账准备	计提比例
单项计提坏账准备	1,081.98	1,081.98	100.00%
2、按组合计提			
应收海外客户款项	9,068.83	161.12	1.78%
账龄：1年以内	8,932.89	41.53	0.46%
1-2年	95.16	78.80	82.81%
2-3年	10.21	10.21	100.00%
3以上	30.57	30.57	100.00%
应收国家电网公司及电力公司款项	22,718.94	1,079.15	4.75%
账龄：1年以内	10,549.94	501.12	4.75%
1-2年	7,701.06	365.80	4.75%
2-3年	3,393.33	161.18	4.75%
3以上	1,074.61	51.04	4.75%
应收其他客户款项合计	8,565.06	1,319.62	15.42%
账龄：1年以内	4,426.78	221.34	5.00%
1-2年	2,629.76	262.98	10.00%
2-3年	1,326.48	663.24	50.00%
3以上	172.06	172.06	100.00%
合计	41,424.82	3,641.86	8.79%

（2）2019年度

单位：万元

1、按单项计提坏账准备	2019年应收账款原值	2019年坏账准备	计提比例
单项计提坏账准备	2,857.14	2,258.67	79.05%
2、按组合计提			
应收海外客户款项	8,751.06	77.17	0.88%
账龄：1年以内	8,723.50	49.61	0.57%
1-2年	0.00	0.00	
2-3年	27.56	27.56	100.00%
3以上			
应收国家电网公司及电力公司款项	18,796.16	892.77	4.75%
账龄：1年以内	9,437.59	448.29	4.75%
1-2年	4,945.72	234.92	4.75%
2-3年	3,928.40	186.60	4.75%
3以上	483.45	22.96	4.75%
应收其他客户款项	14,584.47	4,623.99	4.75%
账龄：1年以内	4,823.62	241.18	5.00%
1-2年	2,845.18	284.52	10.00%
2-3年	5,634.75	2,817.38	50.00%
3以上	1,280.91	1,280.91	100.00%
合计	44,987.82	7,852.60	17.45%

（3）2018年度

单位：万元

1、按账龄分析计算坏账准备	2018年应收账款原值	2018年坏账准备	计提比例
1年以内	20,753.77	1,037.69	5.00%
1至2年	18,928.21	1