地热发电系统全寿命周期经济性研究
——以西藏羊八井项目为例

唐 涛[1]，张 鹏[2]，孟 珣[1]，邵 萌[1]，孔祥祺[1]，张新茹[1]，孙金伟[1]
（1.中国海洋大学 工程学院，山东 青岛 266100；2.水电水利规划设计总院，北京 100120）

摘 要：为解决目前地热发电项目经济评价精度不足、评估体系不完善等问题，文章建立适用于地热发电项目的技术经济评价指标体系，提出考虑参与碳交易的地热发电项目全寿命周期经济评价模型。以西藏羊八井双工质地热发电项目为研究案例，运用所建模型对其竣工后的经济效益进行详尽计算与分析。结果显示，项目平准化度电成本为 0.588 5 元/(kW·h)，内部收益率为 10.94%，投资回收期为 16.12 a，验证了评价体系在实践应用中的实用性与准确性。同时系统分析了成本、收益与融资等多维度敏感性因素对地热发电项目盈利能力的影响，为地热发电项目成本控制提供参考。

关键词：地热发电；经济评价；碳交易；参数分析
中图分类号：TM73；TM616；TP18 **文献标志码**：A **文章编号**：1671-5292(2025)11-1469-08

0 引言

在全球能源转型与气候变化的双重挑战下，可再生能源的开发利用已成为推动经济社会可持续发展的关键路径。可再生能源中风能与太阳能的利用是目前技术成熟且经济可行的，但其波动性与不可预测性会增大电力系统的调峰压力，产生弃风、弃光问题[1]。相比之下，地热能具备更高的可预测性与稳定性，故地热能可作为基本负荷能源，补偿太阳能或风能的波动。同时，地热能资源储量巨大，估算全球地热资源潜力为 1.25×10^{27} J，相当于 4.27×10^{16} t 标准煤[2]。因此地热能利用已成为世界各国推动能源结构优化调整、促进节能减排以及显著助力实现“碳达峰”和“碳中和”双重目标的关键战略选择。

然而，鉴于地热发电项目高昂的初始投资成本及相对较长的投资回收周期，近年来我国地热发电面临发展瓶颈[3]。因此，构建地热发电项目经济评价体系，深入探讨影响地热发电项目经济性的关键因素，对推动地热发电项目的可持续发展具有重要意义。

目前地热发电项目评价研究主要集中于热力系统优化与成本估算等方面。马永法[4]通过优化地热井运行性能，实现成本削减目标。Manfrida G[5]对冰岛两座大型地热发电项目的发电成本进行了系统评估、比较，并指出碳排放政策的变动对地热发电项目的成本结构未构成显著影响。少数研究涉及地热发电项目经济评价指标，但仍未能系统地评估影响地热发电的经济因素，缺乏对项目财务性能的全面分析。骆超[6]通过对比不同地热发电系统的热力效率与经济效益，得出闪蒸-双工质发电模式在当前展现出最优经济性的结论。Semmari H[7]综合地质勘探与经济分析手段，对阿尔及利亚东北部的地热发电系统进行了潜力评估，研究结果表明，当地的地热补贴电价限制了系统的盈利能力，需进一步加大补贴力度。

综上所述，目前地热发电系统经济性研究相对匮乏，存在评价体系不完善、经济评估精度不足等问题。鉴于研究现状，本文聚焦于地热发电项目的经济可行性，依据平准化度电成本、净现值、投资回收期、投资收益率等经济指标，构建地热发电项目经济评价指标体系。同时在碳交易市场快速发展以及大力鼓励清洁能源发电的背景下，提出一种考虑参与碳交易的地热发电系统经济评价模型。将经济评价模型应用于西藏羊八井地热发电

收稿日期：2024-10-22。
基金项目：山东省自然科学基金项目(ZR2023ME028)；国家自然科学基金项目(51609224，52071307)；水电水利规划设计总院研究项目(ZY-KJXN-20230025)。
通信作者：邵 萌(1984-)，女，博士，副教授，研究方向为可再生能源工程管理与决策。E-mail：mengya@ouc.edu.cn

项目示范工程实例，计算地热发电项目盈利能力与偿债能力，并进一步分析影响地热发电项目经济效益的关键参数，可为地热发电工程实际应用提供参考依据。

1 地热项目经济评价体系构成

1.1 全寿命周期经济模型

地热发电系统的全寿命周期包括 3 个主要阶段:建设、运行、退役;涵盖了 6 个关键环节:钻井完井、电站建设、机组生产、电站运行、电站维护和电站退役。基于全寿命周期的经济分析,本文构建了地热发电成本模型、地热发电收益模型和碳交易收益模型,以评估地热发电项目的经济效益。

1.1.1 地热发电成本模型

地热发电项目成本 C_{total} 由 3 部分组成：初始投资成本 C_{ini}、运营维护成本 C_{om} 与退役成本 C_{dec},即:

$$C_{total}=C_{ini}+C_{om}+C_{dec} \tag{1}$$

项目初始投资成本主要包括设备及工器具购置费、建筑安装工程费、预备费、建设期利息和其他费用。不同发电项目地热资源的温度、深度、可利用量、化学特性和渗透性是影响初始投资成本的主要因素;项目运维成本主要包括设备修理费、维护材料费、职工工资、矿产使用费及其他费用;退役成本主要包括设备处置费、场地恢复与环境检测费等。

1.1.2 地热发电收益模型

地热发电项目收益 I_{total} 主要包括电力销售收入 I_{sale}、项目残值 I_{rv} 与补贴收入 I_{sub},即:

$$I_{total}=I_{sale}+I_{rv}+I_{sub} \tag{2}$$

$$I_{sale}=(1-L_{fcy})\cdot\mu\cdot W_{net}\cdot f \tag{3}$$

式中:L_{fcy} 为地热发电项目厂用电率,%;μ 为年利用小时数,h;W_{net} 为地热项目装机容量,kW;f 为上网电价,元/(kW·h)。

1.1.3 碳交易收益模型

地热发电作为清洁能源发电项目，可通过申请加入中国核证自愿减排量（Chinese Certified Emission Reduction,CCER)开发项目,将碳减排量转化为经济收益[8]。地热发电项目寿命周期内碳交易收入 L_{carbon} 的计算式为

$$L_{carbon}=\sum_{t=1}^{n}p_t\cdot E_t\cdot F_{grid} \tag{4}$$

式中:p_t 为第 t 年碳交易成交价，元/tCO_2;E_t 为地热项目年发电量,MW·h;F_{grid} 为项目所在区域电网基准线排放因子,tCO_2/(MW·h);n 为地热项目寿命期,a。

1.2 经济评价指标体系

为深入探讨地热发电项目的经济可行性,本文构建了综合动态指标与静态指标的地热发电项目经济评价指标体系。动态指标包括平准化度电成本(Levelized Cost of Energy,LCOE)C_{LOE}、投资回收期 (Payback Period,PP)P_P、净现值 (Net Present Value,NPV)V_{NP} 和内部收益率 (Internal Rate of Return,IRR)R_{IR}；静态指标包括投资利润率(Rate of Return on Investment,ROI)R_{OI}。

①LCOE

平准化度电成本指在项目的寿命周期内总成本现值与发电量现值的比值[9],可以直接反映地热发电项目的成本效益和竞争力,LCOE 的计算式为

$$C_{LOE}=\frac{C_{ini}+\sum_{t=1}^{n}\frac{C_{om}}{(1+r)^t}+\frac{C_{dec}}{(1+r)^{n+1}}}{\sum_{t=1}^{n}\frac{E_t}{(1+r)^t}} \tag{5}$$

式中:C_{LOE} 为平准化度电成本，元/(kW·h);r 为贴现率,%。

②NPV

净现值是一个关键的财务评价指标，反映投资项目在整个计算期内的盈利能力，即在给定的折现率下，项目在不同时间点产生的净现金流量折现至初始投资时间点时，整个寿命期内所累积的净收益总额。若 NPV>0,表示项目可以得到基准收益率之外的额外收益，方案经济上可行;若 NPV<0,则表示项目不能满足预期基准收益率,需重新进行方案设计[10]。NPV 的计算式为

$$V_{NP}=\sum_{t=1}^{n}(C_I-C_O)_t(1+i)^{-t} \tag{6}$$

式中:$(C_I-C_O)_t$ 为第 t 年的净现金流量,其中 C_I 为现金流入,C_O 为现金流出，万元;i 为给定的折现率,%。

③PP

投资回收期指从项目启动至完全回收初始投资所需的时间跨度，可细分为静态投资回收期与动态投资回收期两大类别。本文所探讨的投资回

收期特指动态投资回收期，即在充分考量货币时间价值效应的背景下，通过项目运营期间的资金回流量来计量投资完全回收所需的时间。动态投资回收期还能在一定程度上反映项目面临的风险程度[10]。通常而言,较短的投资回收期意味着项目能够在较短的时间内实现盈利，从而降低了投资的风险。PP 的计算式为

$$\sum_{t=1}^{P_P}(C_I-C_O)_t(1+i_t)^{-t}=0 \tag{7}$$

④IRR

内部收益率是指一项投资方案在其预计的寿命周期内，各年度净现金流量的现值之和恰好为零时所对应的折现率。这一指标反映了投资项目所具备的最高潜在盈利能力，从而成为评估项目经济效益和投资回报率的重要工具[10]。IRR 的计算式为

$$V_{NP}(R_{IR})=\sum_{t=1}^{n}(C_I-C_O)_t(1+R_{IR})^{-t}=0 \tag{8}$$

⑤ROI

投资利润率作为一种衡量项目经济绩效的重要指标，其定义为项目正常生产年份年息税前利润与投资额之间的比值。投资利润率的计算并不涉及资金的时间价值因素，因此其能够为投资者提供一个较为粗略的项目盈利能力评估 [11]。ROI 的计算式为

$$R_{OI}=\frac{\bar{I}}{C_{ini}} \tag{9}$$

式中:$\bar{I}$为年平均收益,万元。

2　西藏地热电站示范工程方案

2.1　西藏地热资源

西藏位于亚欧板块与印度板块的交界处,地处地中海-喜马拉雅地热带，跻身全球四大地热富集区之列[12]。西藏是我国水热型地热资源最为富集且具高利用价值的地区之一，根据行政区域和地热资源的地理分布,西藏地热资源可细化为4个主要区域:那曲-尼木高温地热重点调查区、噶尔藏布中高温地热重点调查区、桑日-错那高温地热重点调查区、申扎-定结高温地热重点调查区。其水热活动区(点)累计数量高达 672 处。储层温度为78~159 ℃,初步估算地热发电潜力约为 2 900 MW[13]。

根据目前西藏高温地热资源勘察初步评价结果,主要完成噶尔、普兰、那曲、当雄等地区的五大地热电站规划工作，初步拟建总装机规模为 150 MW。西藏自治区“十四五”地热发电规划重点布局见表 1。

表 1　西藏自治区“十四五”地热发电规划进度安排

Table 1 Schedule of the 14th five-year plan for geothermal power generation in Xizang autonomous region

序号	地热田	所在市县	水温/℃	规划投产时间	投产容量/MW
1	朗久	阿里地区噶尔县	80~120	2020-2025	10
2	曲谱	阿里地区普兰县	78~150	2020-2025	20
3	谷露	那曲市色尼区	178~236	2020-2025	20
4	羊八井	拉萨市当雄县	150~250	2020-2025	50
5	羊易	拉萨市当雄县	105~210	2020-2025	50
合计					150

2.2　系统配置方案

以羊八井地热田为研究区域，在规划投产机组中，选取装机容量为 5 MW 的双工质有机朗肯循环地热发电工程为应用场景，开展示范工程方案设计。双工质地热发电技术适用于中低温热源的能源转换，其技术优势在于地热流体不会与涡轮机直接接触，从而避免了潜在的热力学与化学腐蚀问题。双工质地热系统因其封闭性特点,保证了系统内部物质不会释放到大气中，从而被认为是零 CO_2 排放的清洁能源技术[14]。针对工程具体情况,采用五氟丙烷作为有机工质。双工质循环地热发电系统如图 1 所示。

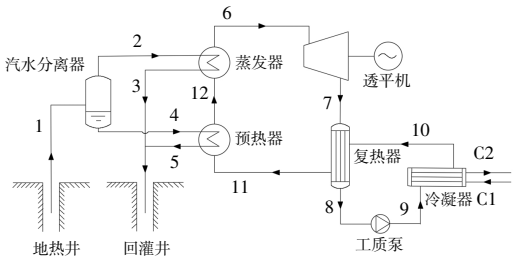


图 1　双工质有机朗肯循环地热发电系统

Fig.1 Dual-medium organic Rankine cycle geothermal power generation system

本工程设定地热流体流量为 200 t/h,生产井系统包含两台运行井与一台备用井，厂用电率为 16%,井内温度为 168 ℃,井口温度为 130 ℃,井口压力为 0.65 MPa,井口干度为 7%,单井流量为 100 t/h,全厂热效率为 15.3%,单位水净发电量为 25 kW·h/t,预计年利用小时数为 7 500 h。

2.3 地热项目成本测算

结合西藏往期地热电站工程建设案例,5 MW地热电站示范工程初始投资成本为15 250.25万元,基于当前数据,单位容量初始投资成本约为30 050.50元/kW,该建设指标位于国际可再生能源署(International Renewable Energy Agency,IRENA)统计的全球地热电站平均投资成本范围内,表明本项目的投资成本与国际平均水平相当。

地热工程建设时间为1 a,资产负债率为80%,借款偿还期为15 a,长期贷款利率为4.9%,贴现率为8%。以往期羊八井地热电站为例,地热电站示范工程含税上网电价按0.9元/(kW·h)计算[15],同时考虑新能源建设项目增值税即征即退50%与所得税"三免三减半"等税收优惠政策。计算边界条件如表2所示。

表2 地热电站经济评价计算参数

Table 2 Calculation parameters of economic evaluation of geothermal power station

参数	数值
初始投资/万元	15 250.25
静态投资/万元	15 006.5
建设期利息/万元	243.75
修理费率/%	2
职工定员/人	20
年平均工资/万元	16
福利劳保系数/%	60
平均材料费/元·(MW·h)$^{-1}$	6
其他费用/元·(MW·h)$^{-1}$	12
水资源税/元·m^{-3}	1
矿产使用费/元·(MW·h)$^{-1}$	16.5
年利用小时/h	7 500
资产折旧期/a	30
期末残值/%	5
补贴后上网电价/元·(kW·h)$^{-1}$	0.9
基准收益率/%	8

3 结果与讨论

3.1 地热发电项目财务评价

3.1.1 盈利能力分析

依据上述参数标准设置,西藏羊八井地热发电示范工程项目财务评价测算结果如表3所示,项目平准化度电成本构成如图2所示。

由表3和图2可知,西藏羊八井地热发电示范工程项目内部收益率为10.94%;投资回收期为16.12 a;平准化度电成本为0.588 5元/(kW·h)。其中,初始投资占比为65.74%,运维成本占比为34.26%。综合各项指标,当地热发电项目年运行7 500 h时,项目经济效益显著,具备一定可行性。

表3 财务指标汇总

Table 3 Summary of economic indicators

项目	数值
平准化度电成本/元·(kW·h)$^{-1}$	0.588 5
项目投资财务净现值(所得税前)/万元	5 704.57
项目投资财务净现值(所得税后)/万元	3 572.92
项目投资财务内部收益率(所得税前)/%	12.33
项目投资财务内部收益率(所得税后)/%	10.94
项目投资回收期(所得税前)/a	13.74
项目投资回收期(所得税后)/a	16.12
资本金财务内部收益率/%	21.43
投资利润率/%	9.3

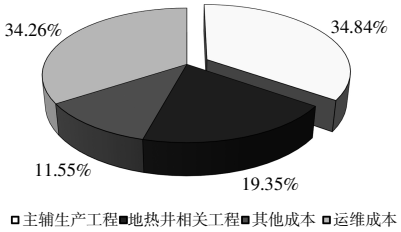


图2 地热发电项目平准化度电成本构成

Fig.2 Composition of the LCOE for geothermal power generation projects

3.1.2 偿债能力分析

由表3可知,由于地热发电项目初始投资成本较高,项目投资回收期较长,对项目风险承受能力提出了更高要求。因此通过计算项目偿债备付率与利息备付率评估项目抗风险能力与偿债能力。对于正常运营的企业,偿债备付率应大于1,不宜低于1.3;利息备付率应大于2。西藏羊八井地热发电示范工程项目偿债能力分析如图3所示。

由图3可见:项目借款偿还期内偿债备付率在项目借款前5 a略低于1.3,最小值为1.25;利息备付率最小值为2.22。因此本项目具有足够的资金偿还当期债务,具备较高的抗风险能力。

3.2 敏感性分析。

3.2.1 成本因素敏感性分析

地热发电项目的热力生产系统是实现地热资源可持续能源利用的关键。由图2可知,包含热力系统在内的主、辅生产工程投资是地热发电项目平准化度电成本的重要组成部分,占比达34.84%。本节基于敏感性分析方法,探究主、辅生产工程价格变动为-50%~50%时,对地热发电项

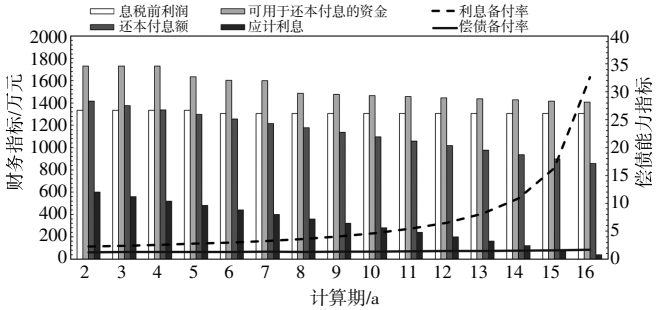


图 3　项目偿债能力分析

Fig.3 Solvency analysis

目经济效益的潜在影响。成本影响敏感性分析如图 4 所示。

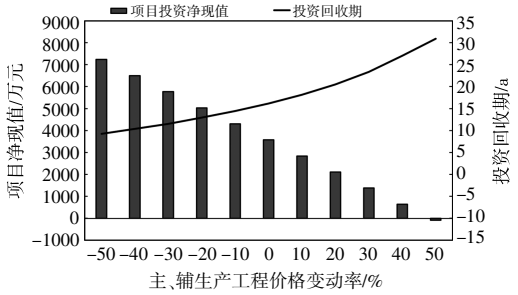


图 4　成本变动敏感性分析

Fig.4 Sensitivity analysis of cost changes

由图 4 可知,随主、辅生产工程成本的增加,地热发电项目财务净现值呈线性降低，项目投资回收年限逐渐升高。具体而言,当主、辅生产工程价格涨幅为 10%时，项目的净现值预计降低约 20.66%,经敏感性曲线斜率计算得出敏感性系数为 2.07,投资回收期将增加 12.37%。进一步分析显示,当主、辅生产工程成本涨幅达到 48.76%,即成本超过 12 121.5 万元时，项目的净现值将转变为负数，意味着项目将不再具备盈利能力，因此主、辅生产工程成本增加对净现值具有显著的负向杠杆效应。然而值得注意的是,目前西藏地热发电项目的热力系统仍主要依赖进口，这一现状不仅增加了项目成本，还制约了项目的自主创新能力与长期可持续性。故推动地热发电热力系统的自主研发与产业升级,不仅是响应国家“十四五”可再生能源发展规划的战略需求，更是从根本上提升项目经济效益、降低建设风险、增强项目自主性与市场竞争力的关键路径。

3.2.2　收益因素敏感性分析

在地热发电项目收益影响因素分析中，补贴上网电价与年利用小时数是决定项目盈利能力的两大关键经济参数，其波动将直接影响项目的经济表现。为确定不同条件组合下地热发电系统的最佳运营策略,增加系统效益,提高投资回报,本文量化分析了上网电价与年利用小时数以 5%步长变化对项目投资净现值的影响。收益潜力敏感性分析如图 5 所示。

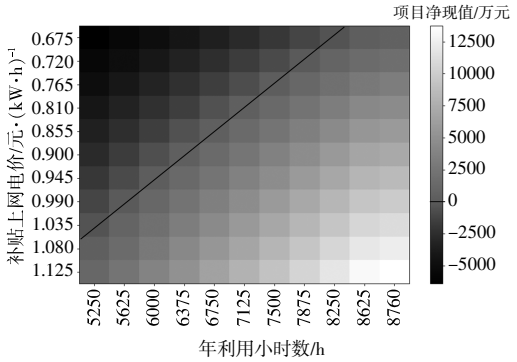


图 5　收益潜力敏感性分析热力图

Fig.5 Map of revenue potential sensitivity analysis

由计算可知，补贴上网电价敏感性系数为 6.03,年利用小时数影响系数为 5.98。在图 5 所示的收益潜力敏感性分析图中，直线右下方区域界定了满足项目经济收益预期要求的参数组合范围，预示着在此区间内项目能够实现既定的盈利目标。由此可见,上网电价与年利用小时数均对地热发电项目的经济效益影响显著。其中,上网电价主要受政策扶持力度与电网需求状况等要素的主导,而年利用小时数则主要受地热资源储量、压力稳定程度、发电技术的成熟度以及运营管理水平等因素的影响。

鉴于上网电价波动性与年利用小时数不确定性带来的经济风险,对于地热发电项目未来发展,本文建议采取系统化的风险防控策略：包括但不限于签订长期电力购销协议，以锁定电价波动风

险;积极争取和利用政府补贴与优惠政策,为项目运行提供坚实的政策支撑与保障;深化地热发电产业与科研项目合作融合,例如开发新的钻井和增产技术,以获取更深、更热的地热资源并降低钻井和完井的成本,同时探索开发新型材料与涂层技术,以提升地热设备的耐久性与服役寿命;实施精细化的运维管理体系,通过提升设备出力效率与运行稳定性,有效减少非计划停机时间。确保各影响因素均维持在科学合理的范围内,从而全面保障项目的经济可行性与持续稳健发展。

3.2.3 融资结构因素敏感性分析

地热发电项目由于其独特的能源开发特性,初始投资巨大,因此合理地应用贷款机制成为提高项目收益、推动工程顺利进行的关键手段。依据国务院《关于加强固定资产投资项目资本金管理的通知》规定,基础设施项目最低资本金比例不应低于20%,故本文深入研究不同贷款比例(0%~80%)对地热发电项目经济性的影响,结果如图6所示。

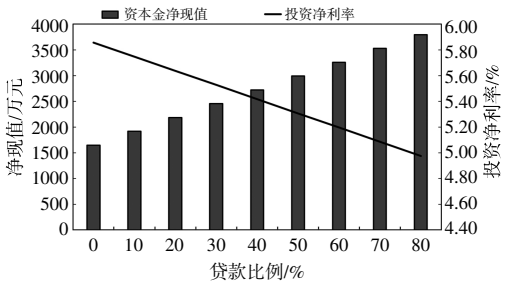


图6 融资结构敏感性分析

Fig.6 Sensitivity analysis of financing structure

上述计算表明,在各类融资结构下,项目资本金净现值始终维持正值,并维持增长趋势,资本金净现值敏感性系数为0.648,这充分说明适度使用贷款可有效缓解地热项目资金压力,对项目的长期经济性具有显著的正面效应。然而,虽然贷款比例的上升可有效提高净现值,增加项目的绝对收益,但同样会增加项目财务杠杆,这意味着项目将会承担更高的偿债风险。因此财务净现值与投资利润率间存在反比关系,合理的贷款比例可在获得较高经济收益的同时保障项目利息备付率。为保证稳定盈利,建议地热项目贷款比例在50%~70%。

3.3 地热发电未来发展趋势

当前,几项重大技术进步正在推动地热能领域的进步,这些创新可显著提高地热能系统耐用性和经济性。首先,定向钻进与小孔钻进技术的革新,不仅降低了地热项目开发的整体成本,还极大地减轻了对自然环境的潜在影响,使得深层地热资源的开采变得更加经济可行[14];其次,增强型地热系统的应用,通过向岩石层中注入高压冷水以提高其渗透率,大幅拓宽了地热能的利用范围[16];再次,为利用发电过程中产生的余热,可通过热电联产系统为工业运营及其他多种应用场景提供稳定的热能,提升能源利用效率[3]。综上所述,技术创新不仅促进了地热能领域的技术进步,也为地热发电项目成本控制奠定了基础。

结合国际可再生能源署与美国国家可再生能源实验室的统计数据,本文构建了3种情景下地热发电发展趋势与未来成本预测,如图7所示。

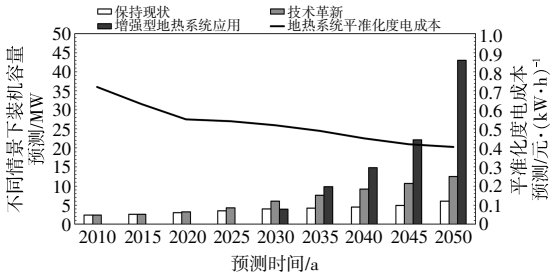


图7 地热发电成本预测

Fig.7 Cost prediction of geothermal power generation

由图7可见:至2050年,增强型地热系统等创新技术的应用将使地热发电装机容量增至2010年的5.2倍,平准化度电成本预期下降15%~30%;而伴随增强型地热技术的成熟,可将成本再次降低10%~20%,至0.411 4元/(kW·h)左右。综上所述,地热发电系统在未来将呈现出技术创新力、经济竞争力和市场需求度三重驱动的发展趋势,预示着地热发电领域巨大的发展潜力与广阔的应用前景。

4 结论

本文基于地热发电项目经济可行性,利用平准化度电成本、财务净现值、投资回收期、内部收益率、投资利润率等指标,构建了地热发电项目经济性评价指标体系,建立了涵盖地热发电项目全寿命周期的经济评价模型,包括项目成本估算、收益测算与财务分析等;引入了碳交易市场因素,将地热发电项目的减排效果转化为经济收益,提高了评价体系的全面性和准确性;最后,将经济评价

模型应用于西藏羊八井地热发电示范工程项目实例中,并得出以下结论。

①西藏羊八井地热发电示范工程项目全寿命周期内单位容量建设成本为 30 050.5 元/kW,平准化度电成本为 0.588 5 元/(kW·h)。为进一步系统评估项目经济性能,进行了盈利能力与偿债能力分析,结果表明:项目财务净现值为 3 572.92 万元、内部收益率为 10.94%、投资回收期为 16.12 a、投资利润率为 9.3%,项目具备一定盈利能力;尽管投资回收期较长,项目仍有足够现金流偿还债务,偿债备付率与利息备付率均满足项目要求,具备较低的偿债风险。

②系统评估了影响地热发电项目经济效益的成本、收益、融资结构等不同场景下项目经济性能的变化情况。确定了补贴上网电价为项目最关键影响因素,敏感系数为 6.03,这意味着当前地热发电仍然高度依赖政策支持和财政补贴。因此,须要构建一套全面的风险防控策略体系以有效应对技术挑战与市场波动等不确定性因素。

③全面整合了地热发电的未来发展趋势与技术革新动态,为地热发电项目的长远发展提供科学的参考依据与前瞻性的指导。

参考文献:

[1] Liu L,Zhai R,Hu Y.Performance evaluation of wind-solar-hydrogen system for renewable energy generation and green hydrogen generation and storage:Energy,exergy,economic,and enviroeconomic [J].Energy,2023,276:127386.

[2] Wang L, Jia L. Carbon emission reduction:Contribution of geothermal energy and practice in China [J].China Geology,2024,7(1):161-164.

[3] 王永真,杨柳,张超,等.中国地热发电发展现状与面临的挑战[J].国际石油经济,2019,27(1):95-100.

[4] 马永法,周学军,袁利娟,等.垂直井闭循环地热系统热提取性能和注入优化数值模拟 [J]. 可再生能源,2024,42(10):1302-1312.

[5] Manfrida G,Talluri L,Ungar P,et al.Exergo-economic and exergo-environmental assessment of two large CHP geothermal power plants [J].Geothermics,2023,113:102758.

[6] 骆超.基于热力-经济目标的地热发电方式比较[J].辽宁大学学报(自然科学版),2022,49(3):232-42.

[7] Semmari H,Bouaicha F,Aberkane S,et al.Geological context and thermo-economic study of an indirect heat ORC geothermal power plant for the northeast region of Algeria [J].Energy,2024,290:130323.

[8] 周鹏,朱晓彤,吴俊,等.考虑参与碳交易市场的大规模屋顶光伏经济性分析 [J]. 电力工程技术,2023,42(6):83-90.

[9] Vanegas-Cantarero M M,Pennock S,Bloise-Thomaz T,et al.Beyond LCOE:A multi -criteria evaluation framework for offshore renewable energy projects [J].Renewable and Sustainable Energy Reviews,2022,161:112307.

[10] 陈平,田洋,朱崇利,等.工程经济学[M].北京:北京理工大学出版社,2023.

[11] 周昊,陈帅,侯承宇,等.考虑浮式基础的海上浮式风电场全生命周期经济性研究 [J]. 船舶工程,2020,42(S2):201-205.

[12] Xia L,Zhang Y.An overview of world geothermal power generation and a case study on China—The resource and market perspective [J].Renewable and Sustainable Energy Reviews,2019,112:411-23.

[13] Singh H K,Chandrasekharam D,Raju N J,et al.Geothermal energy potential in relation to black carbon reduction and CO_2 mitigation of Himalayan geothermal belt - A review [J].Geothermics,2024,119:102962.

[14] Pambudi N A,Ulfa D K.The geothermal energy landscape in Indonesia:A comprehensive 2023 update on power generation,policies,risks,phase and the role of education [J].Renewable and Sustainable Energy Reviews,2024,189:114008.

[15] 国家发展和改革委员会.国家发展改革委办公厅关于西藏羊八井地热发电项目上网临时结算电价的批复[EB/OL].(2011-08-01)[2024-07-31].

[16] Nath F,Mahmood M N,Ofosu E,et al.Enhanced geothermal systems:A critical review of recent advancements and future potential for clean energy production [J].Geoenergy Science and Engineering,2024,243:213370.

Life cycle economics of geothermal power generation system: a case study of Yangbajing project in Xizang

Tang Tao[1], Zhang Peng[2], Meng Xun[1], Shao Meng[1], Kong Xiangqi[1], Zhang Xinru[1], Sun Jinwei[1]
(1.College of Engineering, Ocean University of China, Qingdao 266100, China; 2.China Renewable Energy Engineering Institute, Beijing 100120, China)

Abstract: Addressing the current issues of insufficient precision in the economic evaluation of geothermal power generation projects and the imperfection of the assessment system, an evaluation index system tailored for the technical and economic aspects of such projects has been established. It proposes a comprehensive life-cycle economic evaluation model for geothermal power generation projects that incorporates carbon trading considerations. Taking the Xizang binary fluid geothermal power generation project as an example, the model is applied to conduct a detailed calculation and analysis of the project's economic performance after completion. The results show that the project's levelized kW·h cost is 0.588 5 yuan /(kW·h), the internal rate of return is 10.94%, and the payback period is 16.12 years, which verifies the practicability and accuracy of the evaluation system in practical application. At the same time, the influence of multi-dimensional sensitivity factors such as cost, income and financing on the profitability of geothermal power generation projects is systematically analyzed to provide reference for the cost control of geothermal power generation projects.

Keywords: geothermal power generation; economic evaluation; carbon emission trading; parameter analysis