

光伏储能电站的经济性分析

冯晓丽

(中国石油大学(北京)经济管理学院, 北京 102249)

摘要: 随着光伏、风电等不具备储能功能的可再生能源的增加,其接入电网时对电网产生了较大的冲击,为保证电网安全稳定运行,会对光伏、风电进行限电。配备储能系统后,光伏就具备调峰能力,可根据电网调度进行运行,解决光伏电站限电的问题。本文对某实际光伏电站运行数据进行分析,设计并优化了梯次利用电池储能系统容量,并对该储能系统项目投资的经济性进行评价。研究表明,为该光伏电站配置 $2\text{MW}\cdot\text{h}$ 储能系统时,项目税后净现值最高,此时,该储能项目税前内部收益率为 9.84% ,表明该项目值得投资,税后投资回收期为 9.14 年;当上网电量降低 10.1% 、或含税上网电价降低 10.1% (降低至 0.9716 元/ $(\text{kW}\cdot\text{h})$),或项目静态投资成本增加 12% 时,项目税前内部收益率仍可达到 8% 的基准收益率,表明项目具有较强的抗风险能力。

关键词: 光伏电站; 储能系统; 经济性分析

DOI: 10.12067/ATEEE1907035

文章编号: 1003-3076(2019)09-0052-07

中图分类号: TK02

1 引言

随着我国可再生能源发展步伐的加快,光伏、风电装机和发电量在全口径电源及发电量中比例逐渐提高。2018年,我国光伏和风电累计装机 17443 万 kW 和 18426 万 kW , 占总电源的 9.18% 和 9.70% , 其中,光伏和风电新增装机分别为 4453 万 kW 和 2100 万 kW ^[1]。随着大量可再生电力能源的接入,电网运行的安全性和稳定性受到一定影响。为了保证电网运行的稳定性,可再生电能接入电网时会受到一定限制。2018年,全国光伏和风电平均限电比例分别为 3% 和 7% , 比 2017 年降低了 2.8% 和 5% ^[2,3]。由于当地电力消纳能力限制,我国西北部分地区光伏、风电限电程度远超全国平均水平。为了降低光伏和风电限电量,在光伏和风电站配备一定容量的电池储能系统,可以在发电受限时将多余电能存储于电池储能系统中,在不限电时按需放出,减少发电损失,起到削峰填谷的作用;同时,配备电池储能系统的光伏和风电站还可以为电网的调频需求提供辅助服务,获取一定收益。

王光霞分析了光伏发电系统中混合储能的优越

性,研究了一种能量管理策略,进行了仿真验证和实验验证,结果表明该储能方案不仅能保证直流母线电压的稳定,还能延长电池的使用寿命^[4]。王绍丞通过对比几种储能技术,将蓄电池与超级电容混合使用,构建了光伏储能并网系统,并通过仿真验证了该技术在光伏电站并网中的应用效果^[5]。安鹏研究了储能技术在光伏电站并网过程中带来的电压波动、电能质量和继电保护等的影响,研究发现储能装置能有效降低配电系统的峰值充填,降低电网的波动,大大消除对电网的影响^[6]。韩菲等人利用随机数学中的 copula 函数建立分布式光伏发电出力的条件预测误差模型,利用遗传算法对模型中的参数进行极大似然估计,将分布式光伏的受益最大设为优化模板进行优化,研究表明,该方法的储能配置模型的经济性和准确性均优于不考虑预测误差分布模型^[7]。国内外相关学者的研究已经证明了光伏电站配备储能系统的优越性和可行性,然而少有基于光伏电站实际运行数据进行经济性评价的研究。

本文以西北地区某光伏电站为对象,对光伏电站电池储能系统配备容量进行设计,并在此基础上

收稿日期: 2019-04-30

基金项目: 石油企业海外勘探开发项目风险评价(ZX20150122)

作者简介: 冯晓丽(1976-),女,陕西籍,讲师,硕士,研究方向为项目经济评价。

对新配电池储能系统的经济性进行全面分析,通过对电池储能系统运行充放电情况和技术经济性进行研究,分析项目全生命周期内的经济指标、项目盈利情况和盈利能力等,为光伏储能项目的前期规划提供技术参考。

2 系统介绍

光伏储能系统是通过给光伏阵列配备电池储能系统,对光伏发电进行削峰填谷,以满足电网调度要求。

2.1 光伏系统

本文以青海省某光伏电站为案例进行研究,该电站装机 20MW_p ,包括晶硅电池和非晶硅薄膜电池组件,以 35kV 电压等级一回出线接入升压站外送。

根据 2018 年光伏电站发电、限电情况统计,全年共限电 252.9 万 $\text{kW}\cdot\text{h}$,年总限电率为 7.33% 。日限负荷损失电量分布如图 1 所示,日限电 $10\text{kW}\cdot\text{h}$ 以内的天数按照限电电量分布情况如图 2 所示。

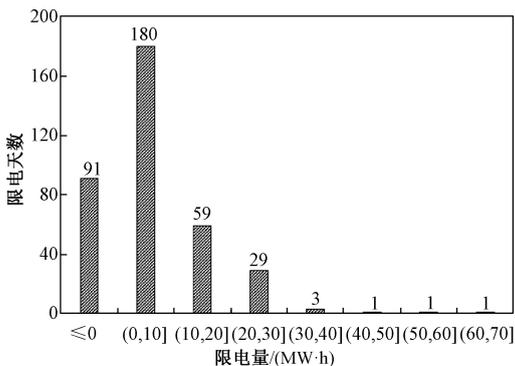


图 1 日限负荷损失电量分布

Fig.1 Distribution of electricity loss in each day

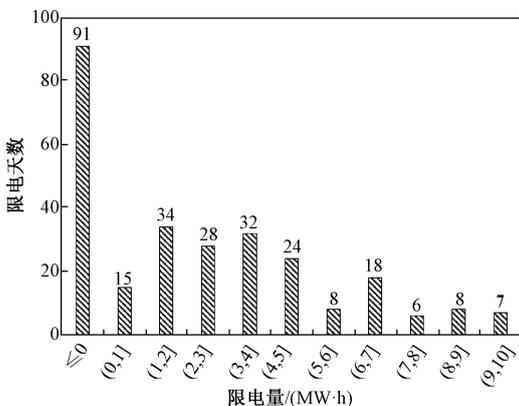


图 2 日限电 $10\text{MW}\cdot\text{h}$ 以内天数按限电电量分布情况

Fig.2 Distribution of electricity loss less than $10\text{MW}\cdot\text{h}$ /day

从图 1 和图 2 可以看出,全年有 91 天未限电,日

限电 $0\sim 10\text{MW}\cdot\text{h}$ 为 180 天,即半年,日限电 $10\sim 20\text{MW}\cdot\text{h}$ 有 59 天,占全年 $1/6$,日限电 $20\sim 30\text{MW}\cdot\text{h}$ 有 29 天,即约一个月时间。日限电量主要在 $1\sim 7\text{MW}\cdot\text{h}$ 之间,其中 $1\sim 4\text{MW}\cdot\text{h}$ /日限电天数最多。

图 3 所示为 2018 年电站全年实际上网电量和限负荷损失电量。

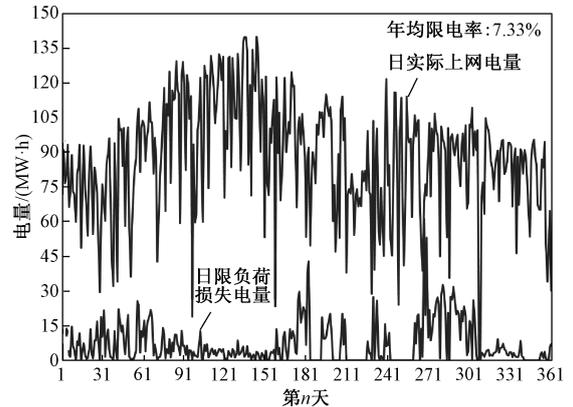


图 3 全年日上网电量及限负荷损失分布

Fig.3 Electricity to grid and electricity loss each day in the whole year

根据 2018 年电站运行情况可以发现,电站因限电损失 252.9 万 $\text{kW}\cdot\text{h}$,2018 年该电站年均电价为 1.08 元/ $(\text{kW}\cdot\text{h})$,所以全年损失 273.1 万元。

2.2 光伏储能系统

光伏储能系统主要包括光伏阵列、逆变器、储能系统和直流-直流(Direct Current to Direct Current, DC-DC)控制器四部分,系统结构如图 4 所示。

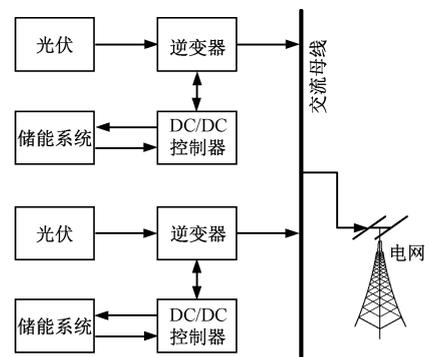


图 4 光伏储能系统

Fig.4 Battery energy storage system for PV plant

逆变器将光伏发电从直流转换成交流后并入交流母线,当需要充电或放电时,通过 DC-DC 控制器控制储能系统从逆变器处充放电,交流母线将电能汇集后送入电网。

2.3 系统运行模式

太阳辐射资源具有不规律变化的特点,光伏发电负荷随太阳辐射量近似线性变化,当光伏发电功率与电网调度需求不匹配时,就会存在无法满足电网要求或者限电情况。由于配备了储能系统,光伏储能系统可以根据电网调度要求和光伏实际发电负荷合理实时改变运行模式,调配电能供应与需求之间的平衡。

当光伏阵列发电功率大于电网调度需求时,若储能电池荷电状态(State Of Charge, SOC)低于某预设最高值,光伏阵列按电网调度需求将部分电量通过直流母线输送至逆变器,剩余电量通过 DC-DC 控制器存储于储能电池中,此时电池处于充电状态,若储能电池 SOC 达到预设最高值,则对光伏发电进行有功功率控制(弃光)。

当光伏阵列发电功率小于电网调度需求时,若储能电池 SOC 高于某预设最低值,光伏阵列将全部电量通过直流母线输送至逆变器,不够的部分通过 DC-DC 控制器从储能电池系统中输送至逆变器,此时电池处于放电状态,若储能电池 SOC 达到预设最低值,则仅将光伏发电对外输送,无法满足电网需求。

电站运行时,光伏发电、电池储能 SOC 和电网调度需求实时变化,根据运行情况在上述运行模式之间随时切换。

3 技术经济性评价方法

通过配备储能系统解决已有光伏电站限电问题,需要根据已有光伏电站运行情况对储能系统容量进行优化配置,再进行经济性评价。

3.1 增发电量与上网电价

对于已有光伏电站,配备储能系统后往往关心的是电池储能系统的充放电量,这部分电量相对于未配备储能系统的光伏电站而言,属于增发的,即减少的限电损失,且增发的电量和光伏电站原有电价相同。

3.2 财务分析模型

本节将从电池储能系统项目成本和收益的角度进行详细财务模型建立,再介绍经济评价指标^[8]。

(1) 投资成本

电池储能系统资本成本包括直接资本成本和间接资本成本两部分,即:

$$I_{cc} = I_{dcc} + I_{icc} \quad (1)$$

式中, I_{cc} 为电站资本成本; I_{dcc} 为电站直接资本成本; I_{icc} 为电站间接资本成本。

(2) 售电收入

光伏电站新配储能系统发电收入如下:

$$I_{ele} = \sum_{n=1}^N P_{ESS-n} p_{ESS-n} \quad (2)$$

式中, I_{ele} 为储能系统全生命周期内总的售电收入; N 为储能系统运营年数; P_{ESS-n} 为储能系统第 n 年发电量; p_{ESS-n} 为第 n 年的电价。

(3) 运维费

储能系统运行维护费是指储能系统运行期间的日常运行和检修费用,包括固定费用和可变费用。也可以采用简化方法计算电站每年的运维成本^[9,10]。

对于已有光伏电站,电池储能系统的运行维护工作量可以包含到已有电站运维中,即这部分费用也可以忽略。

(4) 保险费

电站第 n 年保险费可简化为电站资本成本的一定比例^[11],即:

$$I_{ic} = I_{cc} r_{ins} (1 + r_{inf})^{n-1} \quad (3)$$

式中, r_{ins} 为保险费率; r_{inf} 为通货膨胀率。

(5) 贷款利息

贷款的偿还过程一般是动态的,即每年、或每季度、或每月偿还部分贷款和利息,每个偿还周期内偿还的利息可以不同。为方便计算,本文以年作为偿还周期,第 n 年需要支付的利息为:

$$I_{int,n} = D_{n-1} r_{int} \quad (4)$$

式中, $I_{int,n}$ 为第 n 年需要偿还的贷款利息; D_{n-1} 为第 $n-1$ 年末尚有的欠款; r_{int} 为年贷款利率。

第 $n-1$ 年末的欠款为前一年末的欠款额与第 $n-1$ 年欠款本金还款额之差,即:

$$D_{n-1} = D_{n-2} - P_{pri,n-1} \quad (5)$$

式中, $P_{pri,n-1}$ 为第 $n-1$ 年欠款本金的还款额,该还款额的计算方法为:

$$P_{pri,n-1} = P_{n-1} - I_{int,n-1} \quad (6)$$

式中, P_{n-1} 为第 $n-1$ 年需要偿还的本息和; $I_{int,n-1}$ 为第 $n-1$ 年需要偿还的贷款利息。

(6) 税金

增值税是以商品在流转过程中产生的增值额作为计税依据而征收的一种流转税,等于当期销项税额与当期进项税额的差值,即:

$$T_{VAT} = T_{out-tax} - T_{in-tax} \quad (7)$$

式中, T_{VAT} 为应纳增值税; $T_{out-tax}$ 为当期销项税; T_{in-tax} 为当期进项税。

(7) 经济性评价指标

经济性评价指标包括静态指标和动态指标。静态指标指对电池储能项目投资形成的现金流不按货币的时间价值进行统一换算而是进行直接计算的指标, 主要包括静态投资回收期、投资利润率和净利润率等。动态指标是指对储能项目投资形成的现金流按照货币的时间价值进行统一换算的指标。相比静态指标, 动态指标考虑了货币时间价值, 对储能项目的投资更有参考意义, 因此本文只研究项目的动态指标, 主要包括动态投资回收期、财务净现值和内部收益率。

1) 动态投资回收期

与静态投资回收期相比, 动态投资回收期考虑了货币的时间价值时收回全部初始投资所需要的时间^[12], 计算方法为:

$$\sum_{n=1}^{Pt} \frac{CI_n - CO_n}{(1 + BY)^n} = 0 \quad (8)$$

式中, Pt 为动态投资回收期; CI_n 为第 n 年现金流入量; CO_n 为第 n 年现金流出量; BY 为基准收益率。

2) 财务净现值

财务净现值 (Net Present Value, NPV) 是指储能项目按照行业的基准收益率将项目生命周期内每年的净现金流量折算到项目投资起始点时的现值之和^[13], 其计算方法为:

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1 + BY)^n} \quad (9)$$

式中, NPV 为财务净现值; C_n 为第 n 年净现金流量, 年净现金流量是指年现金流入量与年现金流出量之差。

3) 内部收益率

资金流入现值总额与资金流出现值总额相等时的折现率称为内部收益率 (Internal Rate of Return, IRR)^[14, 15], 其计算方法为:

$$\sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1 + IRR)^n} = 0 \quad (10)$$

式中, IRR 为内部收益率。

4 案例分析

本文在 2.1 节介绍的光伏电站基础上, 以该光伏电站往年运行数据和平均上网电价为设计参考, 设计电池储能系统, 并进行经济性评价分析。

4.1 项目投资

储能项目投资包括建设期投资和运营期投资两部分。建设期投资主要包括设备费用, 地基等基础费用较少, 相对设备费可以忽略。

一般而言, 项目按照 $1\text{MW} \cdot \text{h}$ 实际储能容量为单元进行储能容量配置。本文也以 $1\text{MW} \cdot \text{h}$ 梯次利用储能容量为单位进行投资测算, 超过 $1\text{MW} \cdot \text{h}$ 储能项目投资可根据容量推算。 $1\text{MW} \cdot \text{h}$ 梯次利用储能系统 (包括电池及相关设备等) 的投资为 100 万元人民币, 当电池运行达到寿命时需要更换电池, 其他设备仍可以继续使用, 梯次电池包更换成本为 50 万元/ $(\text{MW} \cdot \text{h})$ 。

$1\text{MW} \cdot \text{h}$ 梯次利用储能系统成本构成如表 1 所示。

表 1 $1\text{MW} \cdot \text{h}$ 储能系统投资构成

Tab.1 Investment composition of an $1\text{MW} \cdot \text{h}$ energy storage system

序号	明细	金额/万元
1	电池等设备材料成本	89.57
2	施工及电气安装	2.75
3	人工成本	2.39
4	制造费用	0.76
5	燃料动力	0.07
6	运费	4.45
总计		100.00
更换梯次电池包成本/(万元/ $(\text{MW} \cdot \text{h})$)		50.00

4.2 财务分析与经济评价

由于日限电量在 $1 \sim 7\text{MW} \cdot \text{h}$ 之间的天数居多, 因此 $1 \sim 7\text{MW} \cdot \text{h}$ 是该储能配套方案的最佳选择范围, 对该储能容量范围内的系统经济性进行测算, 并以投资回报率和财务净现值作为容量择优的主要参考, 如表 2 所示。

表 2 $1 \sim 7\text{MW} \cdot \text{h}$ 储能系统投资回报率和净现值

Tab.2 IRR and NPV of BESS with capacity $1 \sim 7\text{MW} \cdot \text{h}$

容量/ ($\text{MW} \cdot \text{h}$)	成本 /万元	系统 寿命 /年	税前投资 回报率 (%)	税后投资 回报率 (%)	税后财务 净现值 /万元
1	150	13	11.11	8.87	24.47
2	300	14	9.84	7.92	34.16
3	450	16	8.43	6.88	25.39
4	400	9	7.10	5.45	-9.45
5	500	11	6.14	4.78	-30.16
6	600	12	5.07	3.99	-62.68
7	700	13	4.25	3.43	-96.94

行业内普遍将税前内部收益率达到 8% 作为项

目投资与否的参考基准。从表2中可以看出,储能容量为1~3MW·h时,项目的税前投资回报率超过行业的基准收益率,当储能容量达到4MW·h时,税前投资回报率仅为7.10%,低于行业的基准收益率。从1~3MW·h储能容量方案的税后净现值中可以发现,当容量为2MW·h时,税后净现值最高(34.16万元)。

综上,选择2MW·h容量(0.25MW/(1(MW·h)×2))储能系统作为研究对象。该系统寿命(充放电次数)为1500次,每天根据实际调度进行运行,设计年综合运行天数为217.8天(按2018年实际运行情况折算,并将储能系统充放电损失折算在内),当电池包达到使用寿命时更换一次电池包,因此,系统设计运行年限可达14年,项目建设期为6个月。

据综合运行天数,每年发电量为43.56万kW·h,按1.08元/(kW·h)年均电价计,年售电收入约为47.04万元。

2MW·h储能项目财务汇总情况如表3所示。

表3 2MW·h储能系统主要财务指标汇总

Tab.3 Main financial parameters of 2MW·h energy storage system

项目名称	数值
装机容量/(MW·h)	2
年上网电量/(MW·h)	435.60
总投资/万元	308.99
建设期利息/万元	2.99
流动资金/万元	6.00
销售收入总额(不含增值税)/万元	564.35
总成本费用/万元	350.57
营业税金及附加总额/万元	6.11
发电利润总额/万元	207.68
经营期平均电价(含增值税)/(元/(MW·h))	1080.00
项目投资回收期(所得税前)/年	8.46
项目投资回收期(所得税后)/年	9.14
项目投资内部收益率(所得税前)(%)	9.84
项目投资内部收益率(所得税后)(%)	7.92
项目投资财务净现值(所得税前)/万元	50.40
项目投资财务净现值(所得税后)/万元	34.16

从表3中可看出,项目总投资为308.99万元,按照1.08元/(kW·h)含税电价计,项目销售收入总额(不含增值税)为564.35万元;项目所得税前和所得税后项目投资回收期分别为8.46年和9.14年;项目所得税前和所得税后项目投资内部收益率分别为9.84%和7.92%,税前项目投资内部收益率超过行业的基准收益率;项目所得税前和所得税后

项目投资财务净现值分别为50.40万元和34.16万元,具有良好的净现值收益。

此外,项目执行期间,资产负债率由第一年的80.0%降低为最后一年初的5.33%,表明项目的财务风险较低,具有较强的债务偿还能力。

4.3 敏感性分析

储能系统动态评价指标受多个因素的影响,如年上网电量、上网电价、投资成本、税率和运维费用等。本文针对年上网电量、上网电价和投资成本三个主要影响因素进行研究,分析其对系统投资内部收益率的影响情况。

图5和图6为项目所得税后内部收益率随上网电量或上网电价、项目静态投资的变化趋势。

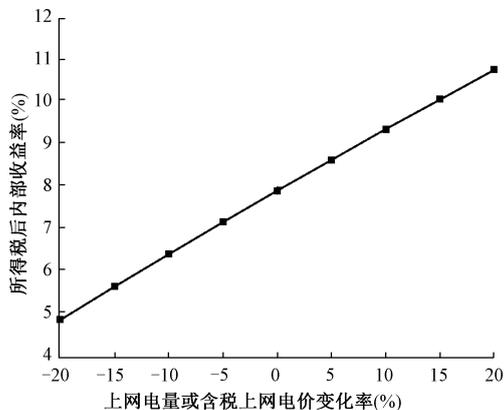


图5 项目所得税后内部收益率随上网电量或上网电价变化趋势

Fig.5 Trend of IRR after income tax with on-grid electricity or feed-in tariff

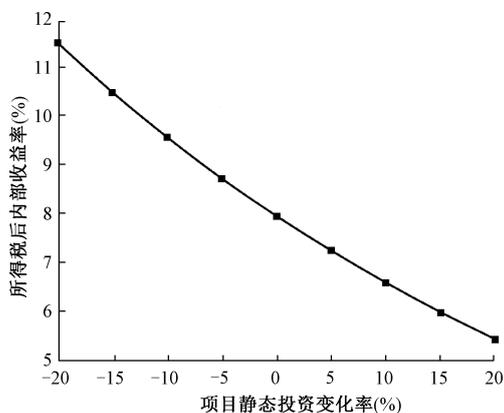


图6 项目所得税后内部收益率随静态投资变化趋势

Fig.6 Trend of IRR after income tax with static investment

上网电量和含税上网电价对内部收益率的影响相同,因为对于项目动态评价指标,直接影响项目收

益的是每年的售电收入,售电收入是上网电量和上网电价的乘积。从图5中看出,项目所得税后内部收益率随上网电价或含税上网电量呈近似线性变化关系。需要说明的是,当上网电量或含税上网电价降低10.1%时,项目税前内部收益率由当前的9.84%降低至8%,达到行业内通用的基准收益率,此时项目税后内部收益率由当前的7.92%降低至6.43%,表明对于当前年均上网电价,该储能项目可承担10.1%的发电量下降或上网电价下降的风险。当以8%税前内部收益率为是否投资的参考基准时,项目的平准化电力成本为0.9716元/(kW·h)。

从图6中可以看出,当项目静态投资逐渐增加时,项目所得税后内部收益率逐渐降低,但降幅趋缓。当静态投资在现有基础上增加12%时,项目税前内部收益率由当前的9.84%降低至8%,达到行业内通用的基准收益率,此时项目税后内部收益率由当前的7.92%降低至6.43%,说明该项目至少可以承受12%成本增加的投资风险。

5 结论

本文通过对某实际光伏电站运行数据的分析,为该电站设计并优选了一定规模电池储能系统用以解决光伏电站限电问题,并对该光伏储能系统进行了经济性评价。研究结论如下:

(1)该光伏电站配备2MW·h容量梯次利用电池储能系统时,可大幅降低电站限电率,储能项目税后净现值最高(34.16万元)。

(2)通过对2MW·h储能系统投资经济性评价,发现该项目税前内部收益率为9.84%,高于行业普遍采用的8%投资基准收益率,所得税后投资回收期为9.14年,该项目值得投资。

(3)当上网电量或含税上网电价降低10.1%,或项目静态投资成本增加12%时,项目的所得税前内部收益率均不低于8%,表明项目具有较强的抗风险能力。

(4)含税上网电价不低于0.9716元/(kW·h)时,即可保证该储能项目8%的收益率,即光伏电站年均电价达到0.9716元/(kW·h)时,该储能系统就值得投资。

参考文献 (References):

[1] 中电电力企业联合会 (China Electricity Council). 2018年电力统计年快报基本数据一览表 (A list of basic

data from the 2018 annual bulletin of electricity statistics) [EB/OL]. (2019-01-19). [2019-04-30]. <http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi/niandushuju/2019-01-22/188396.html>.

[2] 国家能源局 (National Energy Administration). 2018年光伏发电统计信息 (Photovoltaic power generation statistics in 2018) [EB/OL]. (2019-03-19). [2019-04-30]. http://www.nea.gov.cn/2019-03/19/c_137907428.htm.

[3] 国家能源局 (National Energy Administration). 2018年风电并网运行情况 (Operation of wind power to grid in 2018) [EB/OL]. (2019-01-28). [2019-04-30]. http://www.nea.gov.cn/2019-01/28/c_137780779.htm.

[4] 王光霞 (Wang Guangxia). 独立光伏发电混合储能系统能量管理研究 (Research on energy management of hybrid energy storage in stand-alone photovoltaic power generation system) [D]. 秦皇岛: 燕山大学 (Qinhuangdao: Yanshan University), 2014.

[5] 王绍丞 (Wang Shaocheng). 储能技术在光伏电站并网中的应用分析 (Application of energy storage technology in grid connected photovoltaic power station) [J]. 电工技术 (Electric Engineering), 2018, (17): 19-21.

[6] 安鹏 (An Peng). 储能技术在光伏电站并网中的应用 (Application of energy storage technology in grid connection of photovoltaic power station) [J]. 集成电路应用 (Applications of IC), 2019, 36 (4): 69-70.

[7] 韩菲, 马建伟, 王磊 (Han Fei, Ma Jianwei, Wang Lei). 考虑预测误差分布的光伏阵列储能容量配置 (PV array energy storage capacity configuration considering the prediction error distribution) [J]. 农村电气化 (Rural Electrification), 2019, (2): 63-65.

[8] 朱勇 (Zhu Yong). 塔式太阳能与燃煤互补发电系统耦合机理及热力特性研究 (The coupling mechanism and thermodynamic characteristic on solar tower aided coal-fired power generation system) [D]. 北京: 华北电力大学 (Beijing: North China Electric Power University), 2017.

[9] Trading-Economics. China inflation rate [EB/OL]. (2016-01-01). [2016-12-01]. <http://www.trading-economics.com/china/inflation-cpi>.

[10] Duan Liqiang, Xia Kun, Feng Tao, et al. Study on coal-fired power plant with CO₂ capture by integrating molten carbonate fuel cell system [J]. Energy, 2016, 117 (2): 578-589.

[11] Viebahn P, Kronshage S, Lechon Y. Deliverable n 12. 2-RS Ia" Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants [A]. New Ener-

- gy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS) Integrated Project, EU 6th Framework Programme [C]. Belgium, Brussels, 2008.
- [12] Short W, Packey D J, Holt T. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies [M]. University Press of the Pacific, 2005.
- [13] Hearps P, McConnell D. Renewable energy technology cost review [D]. Australia: Melbourne Energy Institute. 2011.
- [14] Wang X, Kurdgelashvili L, Byrne J, et al. The value of module efficiency in lowering the levelized cost of energy of photovoltaic systems [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011, 15 (9): 4248-4254.
- [15] Hernández-Moro J, Martínez-Duart J M. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013, 20: 119-132.

Economical analysis of photovoltaic power station with battery energy storage system

FENG Xiao-li

(School of Economics and Management, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China)

Abstract: With the increase of renewable energy which can not storage energy, such as photovoltaics (PV) and wind power, the grid is greatly affected when this kind of renewable electricity is connected to the grid. In order to ensure the safe and stable of the grid, PV or wind electricity is always limited. After equipped with an energy storage system, PV plants can run with peak shaving and can run according to the dispatch from the grid, solving the problem mentioned above. In this paper, operating data from a PV plant are analyzed, and the capacity of an energy storage system with cascaded-utilized is designed and optimized. After that, the economic indexes of investment are evaluated. Results show that when a $2\text{MW}\cdot\text{h}$ energy storage system is installed for this PV plant, this project (energy storage system) can gain the highest net value, the internal rate of return (IRR) before tax can reach 9.84%, indicating that this project is worth to invest, and the after-tax investment recovery period is 9.14 years. When the on-grid power is reduced by 10.1%, or the tax-included on-grid price is reduced by 10.1% (namely 0.9716 yuan/(kW·h)), or the static investment is increased by 12%, the IRR before tax can be 8%, indicating that the project has a certain ability to resist risks.

Key words: photovoltaic power station; energy storage system; economical analysis