基于多场景的商业园区源-储-荷系统运营模式及投资决策研究

薛金花[1,2],叶季蕾[1,2,3],陶 琼[1,2],王德顺[1,2]
(1. 中国电力科学研究院有限公司,江苏 南京 210003;
2. 中国电力科学研究院有限公司 江苏省储能变流及应用工程技术研究中心,江苏 南京 210003;
3. 中国电力科学研究院有限公司 新能源与储能运行控制国家重点实验室,北京 100192)

摘要:含源-储-荷系统的智能化商业园区是我国能源互联网建设的重要方向之一。开展商业园区源-储-荷系统的运营模式及投资决策研究。从投资和运营2个角度分析不同利益主体的权责关系,提出源-储-荷系统的商业运营模式;在此基础上,基于分布式能源全寿命周期的经济性理论,分别建立源-荷、储-荷、源-储-荷3种应用场景下能源投资商和园区开发商的盈利模型;结合商业园区的电价政策,通过敏感性分析给出分布式光伏/储能投资商提升投资回报水平的建议。仿真结果表明,分布式光伏投资商在商业园区具有较高的投资回报率,而储能投资商盈亏平衡的实现有待于储能成本的下降,其降幅要求在源-储-荷应用场景下较为苛刻。

关键词:多场景;源-储-荷系统;商业园区;运营模式;投资决策;全寿命周期
中图分类号:TM 761 **文献标识码**:A DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2019.02.012

0 引言

我国正在积极推动能源生产和消费革命,"十三五"要实现2020年非化石能源消费占一次能源消费比重的15%,鼓励在工业园区、经济开发区等用电集中区域规模化地建设屋顶光伏发电系统。国家能源局在《太阳能发展"十三五"规划》中强调了"大力推进屋顶分布式光伏发电,继续开展分布式光伏发电应用示范区建设"[1]。彭博新能源财经在2017年5月发布的《我国工商业屋顶光伏市场分析报告》中显示,2016年,我国工商业屋顶光伏市场的装机规模超过200 GW,并且随着城市化的不断推进,装机规模极有可能在2040年达到300 GW。据此推测,随着我国经济转型和产业调整,商业园区源-储-荷系统的数量和规模将会持续攀高。但是,目前商业园区中分布式光伏和储能还缺乏高效、互动的运营机制,存在不同利益主体的成本分摊和经济效益不明确、储能投资回报和资产属性认可度低等问题,因此开展商业园区源-储-荷系统运营模式及投资决策的研究对我国源-储-荷系统的市场化推广具有重要的意义。

关于商业园区源-储-荷系统运营模式的研究还处于起步阶段。美国是分布式能源税务投资等新兴商业模式的先行者,这主要得益于其投资税收抵免和5年期加速折旧等政策[2];而我国受制于电力市场和政策环境等因素,诸多学者和企业探索的运营模式集中在可再生能源的并网管理方面[3-4],相关探讨和分析仍比较局限。但是,关于分布式能源的成本/效益建模已有相关的理论成果,文献[5-8]从不同投资主体的立场出发,建立了分布式光伏接入电网的综合效益模型;文献[9-14]从电力系统的不同环节出发,建立了储能的成本/效益模型,开展了综合效益评估或容量优化配置研究,但是未建立不同利益主体的盈利模型;文献[15-16]建立了分布式电源/微电网的综合效益模型,但未对其投资回报效果展开研究。

商业园区源-储-荷系统的经济性除了取决于运营模式以及相关利益主体,还与其应用场景密切相关。商业园区源-储-荷系统的应用场景主要有3种:①源-荷应用,"源"主要是指分布式光伏,应用模式为分布式光伏给商业园区供电,多余电量上网,不足电量由电网提供;②储-荷应用,"储"主要是指电池储能,应用模式为电池储能在商业园区进行削峰填谷,通过峰谷电价套利;③源-储-荷应用,从经济性角度考虑,应用模式为储能通过吸收未就地消纳的光伏电量并在峰时电价时段售给园区使用,一方面能够提高分布式光伏的就地消纳率,另一方面能够获取电量时移效益。本文首先从投资和运营2个层面出发分析了商业园区源-储-荷系统不同利益主体的权责关系,提出了商业园区源-储-荷系统的典型运营模式;然后,从分布式能源全寿命周期的角度出发,分别建立了分布式光伏/储能的成本/收益模型,进而开展了源-荷、储-荷、源-储-荷3种应用场景下能源投资商、系统运营商和园区开发商的

收稿日期:2018-06-22;**修回日期**:2018-10-16
基金项目:国家电网公司总部科技项目(商业园区源-储-荷协同运行关键技术研究与示范)
Project supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(Research and Demonstration of Key Technologies of "Generation-storage-load" Coordinative Operation in the Commercial District)

盈利模型研究,给出了能源投资商如何提升投资回报水平的建议。

1　商业园区源-储-荷系统的运营模式

商业园区源-储-荷系统的运营模式主要涉及分布式能源的投资开发和运行维护,相关利益主体主要包括园区开发商、能源投资商、系统运营商、电网企业和政府等。其中,能源投资商包括光伏投资商和储能投资商,系统运营商包括光伏运营商和储能运营商。

1.1　投资层面

商业园区分布式光伏/储能的投资主体主要有园区开发商和能源投资商 2 类,可通过独资、合资、售后返租 3 种模式解决分布式光伏/储能初始资金短缺的问题。

当园区开发商作为投资主体时,与园区电力用户签订购电协议向园区供电,通常协议电价低于电网电价。园区开发商享有售电收益和政府补贴。

当光伏投资商作为分布式光伏的投资主体时,通过与园区开发商签订购电协议向园区供电,同样地,协议电价低于电网电价。光伏投资商享有售电收益和政府补贴,而园区开发商的收益来源于节省的电费支出。

当储能投资商作为储能的投资主体时,通过与园区开发商签订合作协议帮助园区降低高峰用电费用。园区开发商的收益来源于与储能投资商约定的效益分成。

1.2　运营层面

分布式光伏/储能在全寿命周期内都需要运行维护,以确保分布式光伏/储能投资商的经济效益最大化。目前分布式光伏/储能主要有 3 种运营模式[8]:①业主自行运营;②委外运营,是指通过系统运营商负责分布式能源的运营工作;③业主和系统运营商合作运营,此时系统运营商不收取运营费用,但享有分布式能源的部分收益。

基于上述分析,本文提出了商业园区源-储-荷系统的典型运营模式,见图 1。其中,光伏、储能投资商分别贷款建设分布式光伏、储能,享有全部政府补贴;园区开发商与光伏投资商签订购电协议,与储能投资商签订效益分成协议;光伏、储能运营商为了确保系统的安全、稳定和高效运行,分别由光伏、储能投资商支付运营费用;电网企业收购分布式光伏所发的多余电量,并向园区开发商提供缺额电力。

2　多场景下不同利益主体的盈利模型

2.1　源-荷应用

2.1.1　分布式光伏成本模型

分布式光伏的成本包括初始自筹资金、年财务

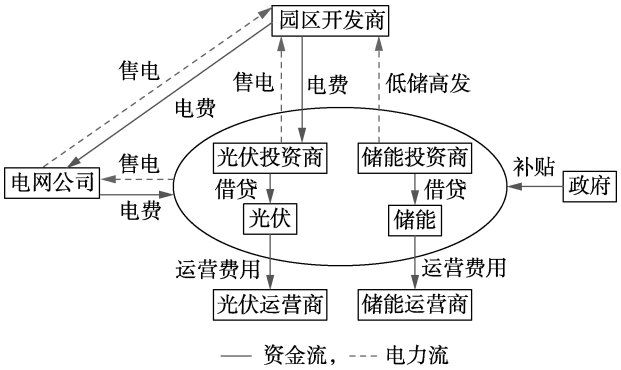

图 1　商业园区源-储-荷系统的典型运营模式

Fig.1　Typical operation mode of generation-storage-load system in business park

成本、年运营成本和回收价值。

$$C_{\mathrm{PV_se}}=(1-i_{\mathrm{PV}})c_{\mathrm{PV}}P_{\mathrm{PV}}\quad t=1 \tag{1}$$

$$C_{\mathrm{PV_fn},t}=\frac{12i_{\mathrm{PV}}c_{\mathrm{PV}}P_{\mathrm{PV}}\dfrac{i_1\varepsilon_1}{12}\left(1+\dfrac{i_1\varepsilon_1}{12}\right)^{12t_{\mathrm{PVa}}}}{\left(1+\dfrac{i_1\varepsilon_1}{12}\right)^{12t_{\mathrm{PVa}}}-1}\quad t_{\mathrm{PV0}}<t\leqslant t_{\mathrm{PV0}}+t_{\mathrm{PVa}} \tag{2}$$

$$C_{\mathrm{PV_om},t}=r_{\mathrm{PV_om}}c_{\mathrm{PV}}P_{\mathrm{PV}}\quad t_{\mathrm{PV0}}<t\leqslant t_{\mathrm{PV0}}+N_{\mathrm{PV}} \tag{3}$$

$$C_{\mathrm{PV_re}}=\gamma_{\mathrm{PV}}c_{\mathrm{PV}}P_{\mathrm{PV}}\quad t=t_{\mathrm{PV0}}+N_{\mathrm{PV}} \tag{4}$$

其中,$C_{\mathrm{PV_se}}$为初始自筹资金,单位为元;i_{PV}为贷款比例;c_{PV}为单位容量装机成本,单位为元/kW;P_{PV}为装机容量,单位为 kW;t 为年限,单位为 a,$t=1$ 表示第 1 年;$C_{\mathrm{PV_fn},t}$为年财务成本,采用等额本息还款,单位为元/a;i_1 为分布式光伏的年贷款利率;ε_1 为分布式光伏的贷款优惠比例;t_{PV0}为分布式光伏的建设年限,单位为 a;t_{PVa}为分布式光伏的还款年限,单位为 a;$C_{\mathrm{PV_om},t}$为年运营成本,单位为元/a;$r_{\mathrm{PV_om}}$为年运营率,指年运营成本占总投资成本的比例;N_{PV}为分布式光伏的寿命周期,单位为 a;$C_{\mathrm{PV_re}}$为回收价值,单位为元;γ_{PV}为回收价值系数。

2.1.2　分布式光伏效益模型

分布式光伏的效益包括售电给园区的年收益、售电给电网的年收益和年政府补贴。

$$B_{\mathrm{PV1},t}=D_{\mathrm{PV}}\sum_{i=1}^{I}[\beta p_{\mathrm{e}}(i)kP_{\mathrm{PV},i}\tau]\quad t_{\mathrm{PV0}}<t\leqslant t_{\mathrm{PV0}}+N_{\mathrm{PV}} \tag{5}$$

$$B_{\mathrm{PV2},t}=D_{\mathrm{PV}}\sum_{i=1}^{I}[p_{\mathrm{g}}(1-k)P_{\mathrm{PV},i}\tau]\quad t_{\mathrm{PV0}}<t\leqslant t_{\mathrm{PV0}}+N_{\mathrm{PV}} \tag{6}$$

$$B_{\mathrm{PV3},t}=B_{\mathrm{sub1},t}+B_{\mathrm{sub2},t}\quad t_{\mathrm{PV0}}<t\leqslant t_{\mathrm{PV0}}+N_{\mathrm{PV}} \tag{7}$$

$$B_{\mathrm{sub1},t}=\begin{cases}p_{\mathrm{p1}}D_{\mathrm{PV}}\sum_{i=1}^{I}P_{\mathrm{PV},i}\tau & t_{\mathrm{PV0}}<t\leqslant t_{\mathrm{PV0}}+t_{\mathrm{PV1}}\\ 0 & t_{\mathrm{PV0}}+t_{\mathrm{PV1}}<t\leqslant t_{\mathrm{PV0}}+N_{\mathrm{PV}}\end{cases}$$

$$B_{\mathrm{sub2},t}=\begin{cases}p_{\mathrm{p2}}D_{\mathrm{PV}}\sum_{i=1}^{I}P_{\mathrm{PV},i}\tau & t_{\mathrm{PV0}}<t\leqslant t_{\mathrm{PV0}}+t_{\mathrm{PV2}}\\ 0 & t_{\mathrm{PV0}}+t_{\mathrm{PV2}}<t\leqslant t_{\mathrm{PV0}}+N_{\mathrm{PV}}\end{cases}$$

其中，$B_{PV1,t}$为售电给园区的年收益，单位为元/a；D_{PV}为光伏年利用天数，单位为d；β为售电电价折扣；$p_e(i)$为时段i电网售电电价，单位为元/(kW·h)；k为日供给园区的电量比例；$P_{PV,i}$为时段i分布式光伏的发电功率，单位为kW；τ为时段时长，单位为h；I为一天的总时段数；$B_{PV2,t}$为售电给电网的年收益，单位为元/a；p_g为分布式光伏的上网标杆电价，单位为元/(kW·h)；$B_{PV3,t}$为年政府补贴，单位为元/a；$B_{sub1,t}$为国家电价补贴，单位为元/a；$B_{sub2,t}$为省市级地方电价补贴，单位为元/a；p_{p1}为单位发电量的国家补贴电价，单位为元/(kW·h)；p_{p2}为单位发电量的省市级地方补贴电价，单位为元/(kW·h)；t_{PV1}为国家补贴年限，单位为a；t_{PV2}为省市级地方补贴年限，单位为a。

2.1.3 各利益主体的盈利模型

源-荷应用场景下的利益主体包括光伏投资商、光伏运营商和园区开发商。

$$C_{IPV,t}=\begin{cases}C_{PV_se} & t=1\\ 0 & 1<t\leqslant t_{PV0}\\ C_{PV_fn,t}+C_{PV_om,t} & t_{PV0}<t<t_{PV0}+N_{PV}\\ C_{PV_fn,t}+C_{PV_om,t}-C_{PV_re} & t=t_{PV0}+N_{PV}\end{cases} \tag{8}$$

$$B_{IPV,t}=\begin{cases}0 & 1\leqslant t\leqslant t_{PV0}\\ B_{PV1,t}+B_{PV2,t}+B_{PV3,t} & t_{PV0}<t\leqslant t_{PV0}+N_{PV}\end{cases} \tag{9}$$

$$B_{OPV,t}=\begin{cases}0 & 1<t\leqslant t_{PV0}\\ C_{PV_om,t} & t_{PV0}<t\leqslant t_{PV0}+N_{PV}\end{cases} \tag{10}$$

$$B_{UPV,t}=\begin{cases}0 & 1<t\leqslant t_{PV0}\\ D_{PV}\sum_{i=1}^{I}\left[(1-\beta)p_e(i)kP_{PV,i}\tau\right] & t_{PV0}<t\leqslant t_{PV0}+N_{PV}\end{cases} \tag{11}$$

其中，$C_{IPV,t}$为光伏投资商的年支出，单位为元/a；$B_{IPV,t}$为光伏投资商的年收益，单位为元/a；$B_{OPV,t}$为光伏运营商的年收益，单位为元/a；$B_{UPV,t}$为园区开发商的年收益，单位为元/a。

2.2 储-荷应用

2.2.1 储能成本模型

储能的成本包括初始自筹资金、年财务成本、年运营成本和回收价值。

$$C_{ES_se}=(1-i_{ES})C_{ES_ivs} \tag{12}$$

$$C_{ES_fn,t}=\frac{12i_{ES}C_{ES_ivs}\dfrac{i_2\varepsilon_2}{12}\left(1+\dfrac{i_2\varepsilon_2}{12}\right)^{12t_{ESa}}}{\left(1+\dfrac{i_2\varepsilon_2}{12}\right)^{12t_{ESa}}-1}\quad t_{ES0}<t\leqslant t_{ES0}+t_{ESa} \tag{13}$$

$$C_{ES_om,t}=c_{ES_om}P_{ES}\quad t_{ES0}<t\leqslant t_{ES0}+N_{ES} \tag{14}$$

$$C_{ES_re}=\gamma_{ES}C_{ES_ivs}\quad t=t_{ES0}+N_{ES} \tag{15}$$

其中，C_{ES_se}为储能的初始自筹资金，单位为元；i_{ES}为储能的贷款比例；C_{ES_ivs}为储能的建设成本，单位为元，其表达式见文献[12]；$C_{ES_fn,t}$为年财务成本，采用等额本息还款，单位为元/a；i_2为储能的年贷款利率；ε_2为储能的贷款优惠比例；t_{ES0}为储能的建设年限，单位为a；t_{ESa}为储能的还款年限，单位为a；$C_{ES_om,t}$为年运营成本，单位为元/a；c_{ES_om}为单位功率下的运营成本，单位为元/(kW·a)；P_{ES}为储能的装机功率，单位为kW；N_{ES}为储能的寿命周期，单位为a；C_{ES_re}为回收价值，单位为元；γ_{ES}为回收价值系数。

2.2.2 储能效益模型

用户通过安装储能装置，在负荷低谷、电价较低时购电，在负荷高峰、电价较高时放电，从而减少高价电的使用量。

$$B_{ES1,t}=D_{ES}\left(p_p\eta_{dis}E_{ES}-\frac{p_vE_{ES}}{\eta_{ch}}\right)\quad t_{ES0}<t\leqslant t_{ES0}+N_{ES} \tag{16}$$

$$B_{ES2,t}=12B_pP_{ES}\quad t_{ES0}<t\leqslant t_{ES0}+N_{ES} \tag{17}$$

其中，$B_{ES1,t}$为节省的年电量电费收益；单位为元/a；$B_{ES2,t}$为节省的年需量电费收益，单位为元/a；D_{ES}为储能系统年运行的天数，单位为d；p_p为峰时电价，单位为元/(kW·h)；η_{dis}为储能的放电效率；η_{ch}为储能的充电效率；p_v为谷时电价，单位为元/(kW·h)；E_{ES}为储能的装机容量，单位为kW·h；B_p为削减需量电费带来的单位收益，单位为元/(kW·月)。

2.2.3 各利益主体的盈利模型

储-荷应用场景下的利益主体包括储能投资商、储能运营商和园区开发商。

$$C_{IES,t}=\begin{cases}C_{ES_se} & t=1\\ 0 & 1<t\leqslant t_{ES0}\\ C_{ES_fn,t}+C_{ES_om,t} & t_{ES0}<t<t_{ES0}+N_{ES}\\ C_{ES_fn,t}+C_{ES_om,t}-C_{ES_re} & t=t_{ES0}+N_{ES}\end{cases} \tag{18}$$

$$B_{IES,t}=\begin{cases}0 & 1\leqslant t\leqslant t_{ES0}\\ \alpha(B_{ES1,t}+B_{ES2,t}) & t_{ES0}<t\leqslant t_{ES0}+N_{ES}\end{cases} \tag{19}$$

$$B_{OES,t}=\begin{cases}0 & 1\leqslant t\leqslant t_{ES0}\\ C_{ES_om,t} & t_{ES0}<t\leqslant t_{ES0}+N_{ES}\end{cases} \tag{20}$$

$$B_{UES,t}=\begin{cases}0 & 0\leqslant t\leqslant t_{ES0}\\ (1-\alpha)(B_{ES1,t}+B_{ES2,t}) & t_{ES0}<t\leqslant t_{ES0}+N_{ES}\end{cases} \tag{21}$$

其中，$C_{IES,t}$为储能投资商的年支出，单位为元/a；$B_{IES,t}$为储能投资商的直接年收益，单位为元/a；$B_{OES,t}$为储能运营商的直接年收益，单位为元/a；$B_{UES,t}$为园区开发商的直接年收益，单位为元/a；α为储能投资商和园区开发商的效益分配比例。

2.3 源-储-荷应用

源-储-荷应用的主要目的是通过储能吸收未就地消纳的光伏电量，提高分布式光伏在园区的就

地消纳率。从经济性角度考虑,储能只有将吸收的光伏电量在峰时电价时段提供给园区,才能使售电收益最大。

该应用场景下产生的年收益应为储能吸收分布式光伏电量并在峰时电价时段售给园区的净收益,此时应保证分布式光伏的售电收益不变,如式(22)所示。其中,储能吸收未就地消纳的光伏电量要考虑储能的充电效率;储能在峰时电价时段将吸收的光伏电量全部供给园区要考虑储能的放电效率和售给园区的电价折扣。

$$B'_{\mathrm{ES},t}=D_{\mathrm{ES}}\sum_{i=1}^{I}\left[p_{\mathrm{s}}(1-k)P_{\mathrm{PV},i}\tau\right]\quad t_{\mathrm{ES0}}<t\leqslant t_{\mathrm{ES0}}+N_{\mathrm{ES}}\tag{22}$$

$$p_{\mathrm{s}}=\beta p_{\mathrm{p}}\eta_{\mathrm{dis}}-\frac{p_{\mathrm{g}}}{\eta_{\mathrm{ch}}}$$

其中,$B'_{\mathrm{ES},t}$为源-储-荷应用场景下的年收益,单位为元/a;p_{s} 为储能提高光伏就地消纳的单位净收益,单位为元/(kW·h)。

提高分布式光伏就地消纳所需的储能功率 P'_{ES}(单位为 kW)为:

$$P'_{\mathrm{ES}}=\max\{(1-k)P_{\mathrm{PV},i}\}\tag{23}$$

提高分布式光伏就地消纳所需的储能容量 E'_{ES}(单位为 kW·h)为:

$$E'_{\mathrm{ES}}=\sum_{i=1}^{I}\left[(1-k)P_{\mathrm{PV},i}\tau\right]\tag{24}$$

储能投资商的年收益 $B'_{\mathrm{IES},t}$(单位为元/a)为:

$$B'_{\mathrm{IES},t}=\begin{cases}0 & 1\leqslant t\leqslant t_{\mathrm{ES0}}\\ \alpha' B'_{\mathrm{ES},t} & t_{\mathrm{ES0}}<t\leqslant t_{\mathrm{ES0}}+N_{\mathrm{ES}}\end{cases}\tag{25}$$

其中,α'为储能投资商和光伏投资商的效益分成比例。

储能运营商的直接年收益同 2.2.3 节。

光伏投资商的直接年收益 $B'_{\mathrm{IPV},t}$(单位为元/a)如式(26)所示。

$$B'_{\mathrm{IPV},t}=\begin{cases}0 & 1\leqslant t\leqslant t_{\mathrm{ES0}}\approx t_{\mathrm{PV0}}\\ B_{\mathrm{PV1},t}+B_{\mathrm{PV2},t}+B_{\mathrm{PV3},t}+(1-\alpha')B'_{\mathrm{ES},t} & t_{\mathrm{ES0}}<t\leqslant t_{\mathrm{ES0}}+N_{\mathrm{ES}}\\ B_{\mathrm{PV1},t}+B_{\mathrm{PV2},t}+B_{\mathrm{PV3},t} & t_{\mathrm{ES0}}+N_{\mathrm{ES}}<t\leqslant t_{\mathrm{PV0}}+N_{\mathrm{PV}}\end{cases}\tag{26}$$

其中,第 1 个式子表示光伏的建设年限 t_{PV0}和储能的建设年限 t_{ES0}基本相同(算例中均假设为1 a);第 2 个式子表示由于储能的寿命周期 N_{ES}小于光伏的寿命周期 N_{PV},因此在储能建成到其寿命结束时,光伏投资商的收益包括售电给园区的年收益 $B_{\mathrm{PV1},t}$、售电给电网的年收益 $B_{\mathrm{PV2},t}$、年政府补贴 $B_{\mathrm{PV3},t}$和储能投资商的分成收益$(1-\alpha')B'_{\mathrm{ES},t}$ 4 个部分;第 3 个式子表示储能寿命结束到光伏寿命结束时的收益。

光伏运营商的直接年收益同 2.1.3 节。

由于储能在峰时电价时段以一定的折扣比例将吸收的光伏电量提供给园区,这使得园区开发商节约了用电成本。因此,园区开发商的直接年收益 $B'_{\mathrm{UES},t}$为:

$$B'_{\mathrm{UES},t}=D_{\mathrm{ES}}\sum_{i=1}^{I}\left[(1-\beta)p_{\mathrm{p}}(1-k)P_{\mathrm{PV},i}\tau\right]\quad t_{\mathrm{ES0}}<t\leqslant t_{\mathrm{ES0}}+N_{\mathrm{ES}}\tag{27}$$

以上 3 种应用场景下,光伏投资商和储能投资商的经济可行性采用净现值(NPV)、内部收益率(IRR)和动态投资回收期 3 个指标进行评价,评价模型见文献[8]。

3　算例分析

3.1　案例简介

以上海某商业园区源-储-荷示范项目为例,该项目中的光伏和储能分别由 2 个能源投资商出资建设。其中,分布式光伏的装机规模约为 1 MW。该分布式光伏的单位容量装机成本为 8 000 元/kW,建设期为 1 a,寿命周期为 20 a,年运行天数为 360 d,贷款比例为 70%,年贷款利率为 4.9%,贷款利率优惠率为 90%,还款年限为 20 a,回收价值系数为 5%,基准折现率为 10%。其他项目参数见附录中表 A1[8]。

电池储能的装机规模为 3 MW/9 MW·h,一天内充、放电各一次(峰时放电 3 h,谷时充电 3 h)。电池储能的建设期为 1 a,寿命周期为 10 a,年运行天数为 360 d,贷款比例为 70%,年贷款利率为 4.9%,贷款利率优惠比例为 90%,还款年限为 10 a,基准折现率为 10%。其他项目参数见附录中表 A2。

商业园区内的用电电价以非夏季为例,峰时(08:00—11 :00,13:00—15:00,18:00—21:00)电价为 1.222 元/(kW·h),平时(06:00—08:00,11:00—13:00,15:00—18:00,21:00—22:00)电价为 0.752 元/(kW·h),谷时(22:00 至次日 06:00)电价为 0.364 元/(kW·h),单位容量电价为42 元/(kW·月)。

3.2　各利益主体的盈利分析

3.2.1　源-荷应用

源-荷应用场景下各利益主体财务情况见附录 B。经计算,光伏投资商累计 NPV 为 555.66 万元,IRR 达 43%,动态投资回收期小于 3 a。

图 2 为分布式光伏售电给园区的电量比例与 IRR、动态投资回收期的关系图。可以看出,分布式光伏售电给园区的电量比例越小,光伏投资商的 IRR 越低,动态投资回收期越长。但是,即使分布式光伏售电给园区的电量比例降低至 0,即分布式光伏发电量全部上网,光伏投资商的 IRR 仍高达 22%,动态投资回收期也仅为 5 a。

图 3 为售电给园区的电价折扣与 IRR、动态投

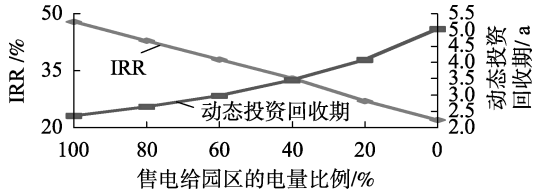

图2 售电给园区的电量比例与IRR、动态投资回收期的关系

Fig.2 Relationship between electricity ratio sold to business park with IRR and dynamic investment pay-back period

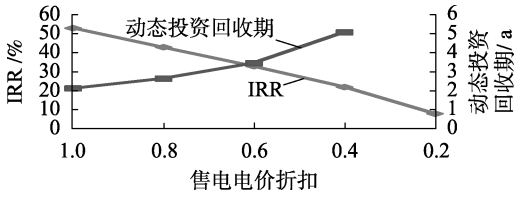

图3 售电电价折扣与IRR、动态投资回收期的关系

Fig.3 Relationship between electricity price discount with IRR and dynamic investment pay-back period

资回收期的关系图。显然,售电给园区的电价折扣越小,光伏投资商的IRR越低。经计算,电价折扣最低为20%,否则光伏投资商的NPV为负值,无法收回投资。

3.2.2 储-荷应用

储-荷应用场景下储能投资商独享低储高发套利收益时各利益主体的财务情况见附录C。经计算,储能投资商的NPV为132.74万元,动态投资回收期为9.57 a,这表明储能在其寿命周期内基本能够回收投资,但IRR非常低,仅为2%,无法满足投资者对IRR的最低需求(一般为8%)。

图4为储能成本下降比例与IRR、动态投资回收期的关系图。由图4可看出,当储能成本下降10%时,约7 a能回收投资,且IRR达9%;当储能成本下降15%~20%时,可以在5~6 a回收投资,IRR可达12%~16%。

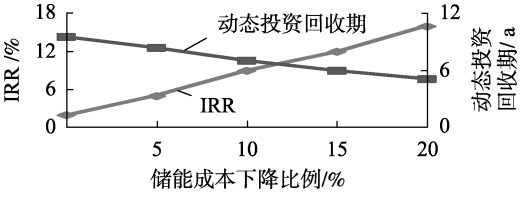

图4 储能成本下降比例与IRR、动态投资回收期的关系

Fig.4 Relationship between cost decreasing ratio of energy storage with IRR and dynamic investment pay-back period

图5为当储能成本下降15%时,储能投资商的效益分享比例与IRR、动态投资回收期的关系图。由图5可看出,若储能投资商要获取8%的IRR,其效益分成比例最低为95%,即园区开发商最多仅能分成5%的效益。

3.2.3 源-储-荷应用

源-储-荷应用场景下各利益主体的财务情况

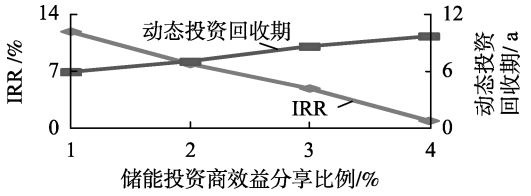

图5 储能投资商的效益分享比例与IRR、动态投资回收期的关系

Fig.5 Relationship between benefit sharing ratio of energy storage investor with IRR and dynamic investment pay-back period

见附录D。其中,提高分布式光伏就地消纳所需的储能功率为130 kW,容量为627 kW·h,本文假设产生的收益由储能投资商独享,则其年收益为12.91万元。此时,储能投资商的NPV为-81.24万元,说明储能在源-储-荷应用场景下暂无经济性。此时,光伏投资商的收益来源发生了变化,但收益总额未变,如图6所示。若光伏投资商能够分享提高就地消纳的收益,则其在源-储-荷应用场景下的经济性优于源-荷应用场景。另外,园区开发商年节省的电量费用与源-荷应用场景相比得到了显著提高,这是因为储能配合分布式光伏运行后提升了分布式光伏的就地消纳电量,使得园区的电费支出得到下降。

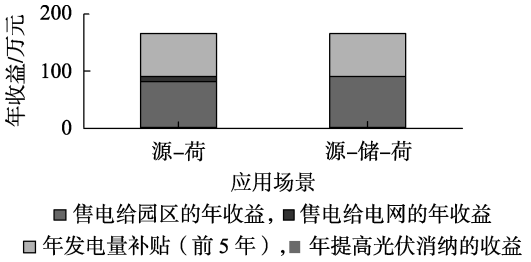

图6 光伏投资商在不同应用场景下的年收益

Fig.6 Annual benefits of PV investors under different scenarios

表1为分布式光伏售电给园区的电量比例与其经济性分析结果。可以看出,售电给园区的电量比例越小,提高光伏就地消纳所需的储能功率/容量配置越大,这会使得储能成本增加,导致NPV减小,经济性降低。经计算发现,只有当储能成本下降50%时,储能投资商才能实现盈亏平衡,这对储能成本的要求极为苛刻。

表1 光伏售电给园区的电量比例与经济性分析结果

Table 1 Electricity ratio of PV sailing to business park and economic analysis results

序号	光伏售电给园区的电量比例/%	储能功率/kW	储能容量/(kW·h)	NPV/万元
1	80	130	627.02	-81.24
2	60	260	1 254.04	-162.48
3	40	380	1 881.06	-243.72
4	20	510	2 508.08	-324.96
5	0	636	3 135.10	-406.20

4　结论

本文提出了商业园区源-储-荷系统的运营模式,从投资和运营 2 个层面分析了各利益主体的权责关系,建立了分布式光伏/储能全寿命周期的成本和收益模型,在此基础上构建了能源投资商、系统运营商和园区开发商的盈利模型,并通过敏感性分析获取能源投资商提高盈利能力的途径。所得主要结论如下。

a. 在源-荷应用场景下,分布式光伏在商业园区具有较高的投资回报水平,光伏投资商的盈利水平与售给园区的电量比例成正比,与电价折扣成反比。

b. 在储-荷应用场景下,储能在商业园区的经济可行性取决于成本的下降。当储能成本下降 10%时,储能投资商能够获取 8%以上的 IRR。

c. 在源-储-荷应用场景下,光伏投资商享有源-荷应用场景的基本收益,还可以通过储能提高光伏就地消纳获取额外的经济效益。但对于储能投资商而言,即使其享有光伏就地消纳的全部收益,但仍无法达到盈亏平衡点。可通过出台"储能提高光伏消纳"的补贴政策,提升源-储-荷应用场景的储能盈利能力。

综上所述,从经济效益最大化考虑,商业园区源-储-荷系统应采用独立的源-荷和储-荷应用模式。本文的研究可以指导光伏投资商、储能投资商和园区开发商根据不同的投资、运营、售电和收益需求选择合适的运营模式,从而提高商业园区源-储-荷系统的投资回报水平。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

[1] 国家能源局. 太阳能利用"十三五"发展规划[R]. 北京:国家能源局新能源司,2015.

[2] 张静. 2016 年储能产业盘点——寻找储能的商业化市场[J]. 电器工业,2017,2:18-24.
ZHANG Jing. 2016 energy storage industry inventory-search for the commercial market of energy storage[J]. Industry Observation, 2017,2:18-24.

[3] 胡骅,徐冲,吴汕,等. 影响用户侧分布式发电经济性因素分析[J]. 电力自动化设备,2008,28(5):29-33.
HU Hua,XU Chong,WU Shan,et al. Analysis of factors influencing economy of customer-side distributed generation[J]. Electric Power Automation Equipment,2008,28(5):29-33.

[4] 梁惠施,程林,苏剑. 微网的成本效益分析[J]. 中国电机工程学报,2011,31(增刊 1):38-44.
LIANG Huishi,CHENG Lin,SU Jian. Cost benefit analysis for microgrid[J]. Proceedings of the CSEE,2011,31(Supplement 1):38-44.

[5] 黄碧斌,李琼慧. 储能支撑大规模分布式光伏接入的价值评估[J]. 电力自动化设备,2016,36(6):88-93.
HUANG Bibin,LI Qionghui. Value assessment for energy storage in supporting large-scale integration of distributed PVs[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(6):88-93.

[6] 苏剑,周莉梅,李蕊,等. 分布式光伏发电并网的成本/效益分析[J]. 中国电机工程学报,2013,33(34):50-56.
SU Jian,ZHOU Limei,LI Rui,et al. Cost-benefit analysis of distributed grid-connected photovoltaic power generation[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(34):50-56.

[7] 曾鸣,赵建华,刘宏志,等. 基于区间数的分布式电源投资效益分析[J]. 电力自动化设备,2012,32(8):22-26.
ZENG Ming,ZHAO Jianhua,LIU Hongzhi,et al. Investment benefit analysis based on interval number for distributed generation[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(8):22-26.

[8] 薛金花,叶季蕾,陶琼,等. 面向不同投资主体的分布式光伏运营策略研究[J]. 电网技术,2017,41(1):93-98.
XUE Jinhua,YE Jilei,TAO Qiong,et al. Operating strategy of distributed PV system for different investors[J]. Power System Technology,2017,41(1):93-98.

[9] 颜志敏,王承民,郑健,等. 配电网中蓄电池储能系统的价值评估模型[J]. 电力自动化设备,2013,33(2):57-61.
YAN Zhimin,WANG Chengmin,ZHENG Jian,et al. Value assessment model of battery energy storage system in distributuion network[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(2):57-61.

[10] PUDJIANTO D,AUNEDI M,STRABAC G. Whole-system assessment of the value of energy storage in low-carbon electricity systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2014,5(2):1098-1108.

[11] TENG Fei,PUDGIANTO D,STRABAC G. Potential value of energy storage in the UK electricity system[J]. Proceedings of the Institution of Civil Engineers,2015,168(2):107-117.

[12] 薛金花,叶季蕾,陶琼,等. 采用全寿命周期成本模型的用户侧电池储能经济可行性研究[J]. 电网技术,2016,40(8):2471-2476.
XUE Jinhua,YE Jilei,TAO Qiong,et al. Economic feasibility of user-side battery energy storage based on whole-life-cycle cost model[J]. Power System Technology,2016,40(8):2471-2476.

[13] 栗然,马慧卓,祝晋尧,等. 分布式电源接入配电网多目标优化规划[J]. 电力自动化设备,2014,34(1):6-12.
LI Ran,MA Huizhuo,ZHU Jinyao,et al. Multi-objective optimization for DG integration into distribution system[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(1):6-12.

[14] 吕双辉,蔡声霞,王守相. 分布式光伏-储能系统的经济性评估及发展建议[J]. 中国电力,2015,48(2):139-144.
LÜ Shuanghui,CAI Shengxia,WANG Shouxiang. Economy evaluation and development suggestions for distributed PV-energy storage system in China[J]. Electric Power,2015,48(2):139-144.

[15] 刘建涛,曹雷,马杰,等. 基于储能系统的用户光伏并网发电系统经济性分析[J]. 太阳能学报,2012,33(11):1887-1892.
LIU Jiantao,CAO Lei,MA Jie,et al. Economic analysis of user's grid-connected PV system based on energy storage system[J]. Acta Energiae Solaris Sinica,2012,33(11):1887-1892.

[16] 李蕊. 基于不同商业运营模式的分布式电源/微电网综合效益评价方法[J]. 电网技术,2017,41(6):1748-1758.
LI Rui. Comprehensive benefit evaluation method of distributed generation/microgrid projects based on different business models[J]. Power System Technology,2017,41(6):1748-1758.

作者简介:

薛金花

薛金花(1984—),女,江苏启东人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力储能技术的综合评估等(**E-mail**:xuejinhua@epri.sgcc.com.cn);

叶季蕾(1983—),女,安徽桐城人,教授级高级工程师,博士,通信作者,主要研究方向为储能监控系统设计、储能系统特性、储能经济性分析等(**E-mail**:yejilei@epri.sgcc.com.cn)。

(下转第 92 页 continued on page 92)

Review of frequency support control methods for asynchronous interconnection system based on VSC-HVDC

ZHU Lianghe[1], YUAN Zhichang[2], SHENG Chao[1], LUO Pandian[1], YANG Fenyan[1], LIU Zhengfu[1], GUO Jingmei[1]
(1. Electric Power Research Institute of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510075, China;
2. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: The fast power control ability of VSC-HVDC (Voltage Source Converter based High Voltage Direct Current) can realize the frequency support among asynchronous AC systems, which makes full use of the regulation capacity of the whole system reserve capacity and improves the safety and stability of the interconnection system. The research status of this field at home and abroad is summarized. The basic principles of different methods, such as the master-slave control based on communication, the master-slave control based on frequency fluctuation delivery by voltage, the droop control with additional frequency regulation, the control based on the characteristics of virtual synchronous generator, etc., are introduced in detail. The control features and performances of different methods are analyzed and compared by a unified simulation model, and their advantages, disadvantages and the further research directions are summarized from the engineering application point of view.

Key words: VSC-HVDC; asynchronous interconnection system; frequency support control; master-slave control; droop control; virtual synchronous generator

(上接第83页 continued from page 83)

Multi-scenarios based operation mode and investment decision of source-storage-load system in business park

XUE Jinhua[1,2], YE Jilei[1,2,3], TAO Qiong[1,2], WANG Deshun[1,2]
(1. China Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China; 2. Jiangsu Engineering Technology Research Center for Energy Storage Conversion and Application, China Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China;
3. State Key Laboratory of Operation and Control of Renewable Energy & Storage Systems, China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: The development of intelligent business park containing source-storage-load system is one of the important directions for China's energy internet construction. So, the operation mode and investment decision of source-storage-load system in the business park are studied. The authority-responsibility relationships among different stakeholders are analyzed from two aspects of investment and operation, and the commercial operation mode of the source-storage-load system is proposed. Then, based on the life cycle theory of distributed energy, the revenue models of energy investors and park developers are established under three application scenarios of source-load, storage-load and source-energy-load respectively. Considering the electricity price policy of the business park, recommendations are put forward for distributed photovoltaic and energy storage investors to improve the return of investment based on the sensitivity analysis. Simulative results show that the distributed photovoltaic investors have a higher return on investment, while the realization of break-even of the energy storage investors depends on the cost reduction of energy storage, and the cost drop requirement is very strict in the source-energy-load application scenario.

Key words: multi-scenarios; source-storage-load system; business park; operation mode; investment decision; life cycle

附录 A

表 A1 分布式光伏的项目参数

Table A1 Project parameters of distributed PV

参数	数值	参数	数值
年运营率	0.75%	市级补贴电价(5a)	0.25 元/(kW·h)
上网标杆电价	0.404 8 元/(kW·h)	售电电价折扣	90%
政府补贴电价(20a)	0.42 元/(kW·h)	售给园区的电量比例	80%

表 A2 电池储能的项目参数

Table A2 Project parameters of battery energy storage

电池类型	单位能量价格/[元·(kW·h)$^{-1}$]	单位功率价格/(元·kW^{-1})	辅助设施的单位能量价格/[元·(kW·h)$^{-1}$]	运行维护成本/[元·(kW·a)$^{-1}$]	放电效率/%	充电效率/%
LFP	2500	950	0	155	92	92

附录 B

表 B1 源-荷应用场景下各利益主体的财务情况

Table B1 Financial results of beneficiaries in generation-load application scenario

利益主体	参数	数值
光伏投资商	初始装机成本	800 万元
	首付款	240 万元
	年还款本金+利息	42.19 万元/a
	年运营费用	16 万元/a
	回收价值	40 万元
	年售电给园区的收益	81.84 万元/a
	年售电给电网的收益	9.14 万元/a
	年发电量补贴(前 5 年)	75.62 万元/a
	年发电量补贴(后 15 年)	47.40 万元/a
光伏运营商	年运营费用	16 万元/a
园区开发商	年节省的电费支出	9.09 万元/a

附录 C

表 C1 储-荷应用场景下各利益主体的财务情况

Table C1 Financial results of beneficiaries in storage-load application scenario

利益主体	参数	数值
储能投资商	初始投资成本	2932.06 万元
	自筹资金	879.62 万元
	年还款本金+利息	254.19 万元/a
	年运营成本	46.50 万元/a
	回收价值	146.60 万元
	年节省园区的电量费用	212.46 万元/a
	年节省园区的容量费用	136.08 万元/a
储能运营商	年运营费用	46.5 万元/a

附录 D

表 D1 源-储-荷应用场景下各利益主体的财务情况

Table D1 Financial results of beneficiaries in generation-storage-load application scenario

主体	参数	数值
储能投资商	储能功率	130 kW
	储能能量	627kW·h
	初始投资成本	182.74 万元
	自筹资金	54.82 万元
	年还款本金+利息	15.84 万元/a
	年运营成本	2.01 万元/a
	回收价值	9.14 万元
	提高光伏消纳年收益	12.91 万元/a
储能运营商	年运营费用	1.97 万元/a
光伏投资商	年售电给园区的收益	90.98 万元/a
	年售电给电网的收益	0
	提高光伏消纳年收益	0
	年发电量补贴(前 5 年)	75.62 万元/a
	年发电量补贴(后 15 年)	47.40 万元/a
光伏运营商	年运维收益	16.00 万元/a
园区开发商	年节省园区的电量费用	11.85 万元/a