

引用格式:解大,代荣荣,高少炜,等.基于保险精算理论的储能运营商利益分配策略[J].电力科学与技术学报,2024,39(5):247-261.

Citation: XIE Da, DAI Rongrong, GAO Shaowei, et al. Benefit allocation strategy for energy storage operators based on insurance actuarial theory[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 247-261.

基于保险精算理论的储能运营商利益分配策略

解大^{1,2}, 代荣荣¹, 高少炜¹, 林顺富¹, 徐兆伟³, 熊逸芸²

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 上海交通大学电子信息与电气工程学院, 上海 200240;
3. 中国太平洋财产保险股份有限公司, 上海 200120)

摘要: 储能运营商可提高电力供应的可靠性, 减少停电损失。为进一步扩大储能供电可靠性的应用场景并增加储能运营商的收益, 提出一种基于保险精算理论的利益分配策略。先基于拟合停电损失分布, 结合信度理论与纯保费模型, 构建 Bühlmann 保费模型; 再建立基于健康指数的修正故障率模型, 并采用最小路径法, 计算各类用户的停电保险赔付概率; 最后, 将停电保险与峰谷套利相结合, 构建储能运营商的收益模型, 最大化其在全寿命周期内的收益, 并将该收益与其未参加停电保险的收益进行比较。研究表明: 与保险公司合作可大幅提高储能运营商的收益, 加快投资成本回收。

关键词: 停电保险; 储能收益; 峰谷套利; 保费厘定; 利益分配

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2024.05.025 中图分类号: TM72 文章编号: 1673-9140(2024)05-0247-15

Benefit allocation strategy for energy storage operators based on insurance actuarial theory

XIE Da^{1,2}, DAI Rongrong¹, GAO Shaowei¹, LIN Shunfu¹, XU Zhaowei³, XIONG Yiyun²

(1. School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 2. School of Electronic Information and Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;
3. China Pacific Property Insurance Co., Ltd., Shanghai 200120, China)

Abstract: Energy storage operators can enhance the reliability of power supply and mitigate the losses caused by power outages. To further expand the application scenarios of energy storage for improving power supply reliability and increase the profits of energy storage operators, a profit allocation strategy based on insurance actuarial theory is proposed. Firstly, the Bühlmann premium model is constructed by fitting the distribution of power outage losses, integrating credibility theory with the pure premium model. Then, a corrected failure rate model based on a health index is established, and the minimum path method is employed to calculate the insurance indemnity probabilities for various users in the event of a power outage. Lastly, by combining power outage insurance with peak-shaving and valley-filling arbitrage, a profit model for energy storage operators is constructed to maximize their profits over the entire lifecycle, which is then compared with their profits without participating in power outage insurance. The research findings indicate that collaborating with insurance companies can significantly boost the profits of energy storage operators and accelerate the recovery of investment costs.

Key words: power outage insurance; revenue from energy storage; peak-valley arbitrage; premium determination; profit distribution

随着新能源技术的发展, 分布式能源逐渐成为能源领域的重要组成部分^[1]。分布式能源系统的能

源产量不稳定。因此, 储能在电力系统的能源转型中发挥着至关重要的作用。储能可以有效缓解可

收稿日期: 2024-01-20; 修回日期: 2024-03-19

基金项目: 国家重点研发计划(2021YFB2401200)

通信作者: 解大(1969—), 男, 博士, 教授, 主要从事电力系统分析与仿真以及电力经济等方面的研究; E-mail: xieda@sjtu.edu.cn

再生能源发电的不确定性问题,改善能源供需侧的不匹配。其既是保证电力系统稳定、高效运行的关键因素之一,又是未来可再生能源比例逐步提高的核心因素之一^[2]。但当前储能建设投资回收期较长,亟待进一步提高储能运营商的整体收益,推进其参与不同市场,进行深度应用,获得稳定的收益,提高社会资本投资储能的积极性。

储能运营商的收益基于以下几个方面:优化储能配置、辅助调峰调频、需求管理与峰谷套利等。在优化储能配置方面,文献[3]考虑了用户侧储能规划和运行两个阶段,确定了经济效益优化后的储能容量配置;文献[4]对电池储能系统的尺寸大小和放置过程进行了优化,增加了其对消费者的吸引力,降低了储能运营商成本,提高了整体效益;文献[5]提出了一种两阶段优化方法,该方法先确定储能设备的最优能量和额定功率,再模拟存储单元的最优运行,获得了储能运营商的最大效益。在辅助调峰调频方面,文献[6]针对储能运营商参与调频辅助服务市场的机制进行了设计,将储能运营商的设备寿命作为影响因子加入决策中,采用了容量均衡因子的竞价策略;文献[7]对多个分布式储能设备进行了集成调频,建立了储能服务成本模型,对储能集群内的实时功率分配进行了优化控制;文献[8]将需求管理作为一种有效的控制策略,将高峰时段的电力负荷转移到低谷时段,降低了高峰时段的电力负荷功耗;文献[9]对用电用户自建储能设备用于高峰时段以减少其需求进行了经济分析;文献[10]提出了一种基于连续负荷水平的周期划分运行模型,构建了用户侧储能设备的商业模式和运行策略,提高了储能运营商削峰填谷能力,使其实现了收益最大化。储能运营商既能作为负荷,在低谷时段吸收电力系统的多余电能;又可作为电源,在高峰时段向电力系统释放电能,进行峰谷套利。在峰谷套利方面,文献[11]建立了电池储能系统平抑波动—峰谷套利的两模式协调控制策略,提升了其运行的经济效益;文献[12]研究了随机能源价格下储能装置的最优运行问题,其采用动态规划的方法,推导了储能运营商的峰谷套利收益;文献[13]通过建立双层优化模型,采用兼顾峰谷套利和减少峰值负荷的收益模式,分析了各项因素对于储能运营商经济效益的影响。

目前,对储能运营商收益的研究主要关注储能

运营商的成本效益与收入这两方面,忽视了其可提高供电可靠性的潜力与扩展停电保险收益的可能性。少数学者研究了将储能技术用于提高供电可靠性和将其与保险产品结合的可能性。文献[14]面对风电负荷不确定性导致的功率波动,提出了保险策略,构建协同优化模型,得到了储能设备容量和保险费用的最优解;文献[15]提出了一种储能电站与可再生能源电站之间的保险合作,确保储能电站在帮助可再生能源电站克服不确定性问题的同时获得额外收益;文献[16]则研究了由共享储能运营商为新能源电站提供偏差保险服务的商业模式,证明了将大数定律与保险精算理论结合的商业模式的可行性。

在国际上,美国的商业保险业已将业务中断保险纳入到其业务范围之中,这些保险覆盖了停电导致的公司业务损失,但不同保险商的覆盖范围和条件各不相同。此外,在历经了若干次大规模停电事件后,一些国家和地区的保险公司开始考虑提供针对停电事件的保险产品。在中国的保险市场上,停电保险的保险产品还相对较少,但随着国家、企业、居民对电力供应稳定性要求的提高,此类保险产品的重要性正逐渐增加。

在政策背景方面,虽然尚未有国家出台专门针对停电保险的政策,但新能源和储能技术的发展受到了许多国家与地区政府的支持。在国际上,英国、加拿大、智利与美国等通过发布战略计划和提供资金支持等方式,鼓励部署储能系统和发展新能源技术。在中国,《“十四五”新型储能发展实施方案》等政策文件也明确了新型储能从商业化初期向规模化发展的趋势。该方案预计:到2030年,中国的储能行业将实现全面市场化。在相关政策日益成熟及市场需求持续增长的背景下,预计停电保险将在未来得到更广泛的推广,而储能运营商亦将迎来更多增加额外收益的机会。因此,储能运营商参与保险将是一个可行的商业模式。当电网发生意外停电时,储能设备可作为备用电源,提供可靠的电力供应,避免停电损失^[17]。因此,为最大化储能运营商的整体收益水平,本文将针对不同行业 and 用户类型,通过整合停电保险与峰谷套利两种机制,将供电可靠性与停电保险策略相结合,设计出一套合理的保费模型,进而构建出能大幅增加储能运营商整体收益的储

能收益模型。

综上所述,本文提出一种基于保险精算理论的储能运营商利益分配策略,其主要贡献如下:

1) 提出了一种新的储能设计再保费厘定机制。该机制在保险公司原有保费模型的基础上,划分了保险公司与储能运营商在收益与赔偿上的边界;

2) 构建一种将停电保险与峰谷套利机制结合起来的收益模式。该模式在储能运营商参与峰谷套利的商业模式上,运用储能设备供电的可靠性,加入了保险公司,构建了停电保险机制,提高了储能运营商的整体收益。

1 基于储能保险业务利益主体关系

储能运营商在原有商业模式上,可利用其供电的可靠性,与保险公司展开深度合作,发展新型收益模式。由于停电具有随机性、模糊性等复杂属性,为尽可能减少经济损失,大部分用电用户也愿意将风险转移给第三方保险机构,即向保险公司支付保费来规避停电风险。在区域内建设一定功率的储能设备,能保障该区域内所有用电用户发生故障时的电力供应。因此,储能运营商向保险公司收取再保费,确保用电用户停电时能有效供电,并承担一定的停电赔偿。这些储能运营商、保险公司与用电用户的利益主体关系如图 1 所示。

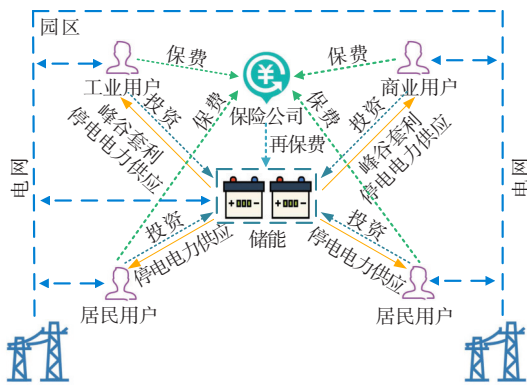


图 1 储能、保险与用户的利益主体关系

Figure 1 The benefit relationship among energy storage, insurance and users in a park

在图 1 中,一个园区的用电用户分为工业、商业和居民 3 类,假设所有类型的用户都参投停电保险。居民用户将停电保险纯保费作为其在投保时段(1 a)内的投保费用,商业用户与工业用户根据用电比例系数计算各自的投保费用。这 3 类用户均向保险公司支付停电保费,作为保障其电力供应的措

施;保险公司将部分保费转交给储能运营商作为再保费,以降低其理赔风险。在日常运营中,储能运营商与工业、商业用户一起进行峰谷套利^[18]。停电时,储能运营商为园区的用户保障供电,若其在停电时未能及时供电,保险公司和储能运营商将各自承担相应的赔偿责任。这样的机制可以减少用户的停电损失,降低保险公司的理赔风险,同时也能增加储能运营商的经济效益。

2 基于储能保险业务利益主体关系

停电保险模型是基于期望理赔额度与信度理论确定的。该保险模型可为保险公司估算出合理的预期投入与损失费用,并保证一定的收益。本文采用基于极差法的核密度估计来拟合停电事故的损失分布,计算损失期望值,并将信度理论与精算模型相结合,构建 Bühlmann 停电保费模型,确定停电保险纯保费。

2.1 停电损失期望

对停电事故损失期望进行估计是停电保险保费厘定的基础。保险公司通过对损失分布进行拟合来计算损失期望值。核密度估计法是一种不需要样本的、先验的、非参数估计方法。该方法通过拟合函数得到损失分布函数,可运用在非标准分布的数据样本上。

设 X_1, X_2, \dots, X_n 为停电损失输入样本,在任意点 x 处的密度函数为 $f_h(x)$,则该损失的核密度估计式为

$$f_h(x) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x - X_i}{h}\right) \tag{1}$$

式中, n 为样本数; h 为带宽; $K(\cdot)$ 为核函数。

核函数的选择和最优带宽的确定是核密度估计的关键^[19]。在样本量较大的情况下,核函数的选择对分布函数拟合质量的影响较小。因此,本文选择经典的高斯核函数,其具体表达式为

$$K(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{x^2}{2}\right) \tag{2}$$

带宽的选择关系到估计模型精度的高低,本文采用 Silverman 经验法;当 $f(x)$ 和 $K(x)$ 固定时,使得 $f_h(x)$ 的均方误差最小时的带宽即为最优带宽,即

$$\frac{\partial e_{AMSE}(f_h(x))}{\partial h_n} = -\frac{1}{nh_n^2} f(x) \|K\|_2^2 + h_n^3 u_2^2(K) (f''(x))^2 = 0 \tag{3}$$

式中, e_{AMSE} 为 $f_h(x)$ 的渐进均方误差; $u_2(k) = \int_{-\infty}^{+\infty} u^2 \cdot k(u) du$; $\|K\|_2^2 = \int_{-\infty}^{+\infty} K^2(u) du$; u 为随机变量。

则最优光滑带宽 h_{AMES} 为

$$h_{\text{AMES}} = \left[f(x) \|K\|^2 (u_2(K))^{-2} (f''(x))^{-2} \right]^{\frac{1}{5}} n^{\frac{1}{5}} \quad (4)$$

考虑高斯核函数, 最优带宽可简化为

$$h_n \approx 1.06 \hat{\sigma}^{\frac{1}{5}} \quad (5)$$

式中, $\hat{\sigma}$ 为样本偏差估计值。

由于实际数据分布与标准正态分布存在偏差, 所以本文采用极差法对最优带宽作进一步优化。设样本分位数的估计为 \hat{R} , 则有

$$\hat{R} = X_{0.75} - X_{0.25} \approx 1.34 \hat{\sigma} \quad (6)$$

式中, $X_{0.75}$ 为样本分布函数的 0.75 分位数; $X_{0.25}$ 为样本分布函数的 0.25 分位数。

则 $\hat{\sigma}$ 样本偏差为

$$\hat{\sigma} = \frac{\hat{R}}{1.34} \quad (7)$$

改进后的最优带宽 \hat{h}_n 可表示为

$$\hat{h}_n \approx 1.06 \min \left(\hat{\sigma}, \frac{\hat{R}}{1.34} \right) n^{\frac{1}{5}} \quad (8)$$

在拟合停电损失分布前, 需对数据进行平减处理, 以消除通货膨胀造成的影响, 使得不同时间点的经济数据之间可以进行比较, 即

$$X'_i = \frac{X_i}{N_i} \quad (9)$$

式中, X'_i 为第 i 次停电导致的停电区域人均损失, N_i 为第 i 次停电区域的总人口。

同时, 考虑到停电保险中的信息延迟与保险公司承保能力的上限, 对停电事故损失赔偿设置了赔偿限额。分别取人均经济损失分布的 0.10 分位数 $X'_{0.10}$ 与 0.80 分位数 $X'_{0.80}$ 所对应的数额作为停电保险的免赔额与保险公司的赔付上限。根据均值定义与核密度函数, 停电保险的期望损失为

$$\begin{aligned} \hat{u} = E(X') &= \int_{-\infty}^{+\infty} X' f(X') dX' = \\ &= \int_{X'_{0.10}}^{X'_{0.80}} X' f(X') dX' + \int_{X'_{0.80}}^{+\infty} X'_{0.80} f(X') dX' = \\ &= \frac{\hat{h}_n}{\sqrt{2\pi}} \sum_{i=1}^n e^{-\frac{X_i'^2}{2\hat{h}_n^2}} + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X'_i \phi \left(\frac{X'_i}{\hat{h}_n} \right) + \\ &= \frac{X'_{0.80}}{n} \sum_{i=1}^n \left[1 - \Phi \left(\frac{X'_{0.80} - X'_i}{\hat{h}_n} \right) \right] \end{aligned} \quad (10)$$

2.2 保费厘定

信度保费的实质是对特殊风险下的一般信息与广义信息进行的加权平均处理。Bühlmann 信度理论认为: 如果保费筹集不同区域的综合因素相同、地理位置也相近, 则这些区域的损失数据具有相同的风险特征。

依据 Bühlmann 理论, 设 θ 为停电保险的风险参数, 则有

$$\begin{cases} u(\theta) = E(X_i|\theta) \\ v(\theta)/\omega_i = \text{Var}(X_i|\theta) \\ \alpha = \text{Var}[E(X_i|\theta)] \end{cases} \quad (11)$$

式中, $u(\theta)$ 为期望损失; $v(\theta)$ 为过程方差, 用于度量相同风险水平的内在差异; α 为风险方差, 描述风险水平不同所导致的差异; ω_i 为损失数据 X_i 的权重。

采用熵权法来确定最优权重, 即根据样本指标的信息熵大小来确定权重。一般来说, 样本的信息熵越小, 其携带的信息量越大, 对应的权重越大; 反之, 若样本的信息熵越大, 其携带的信息量越小, 对应的权重就越小。本文权重确定的具体过程为

$$\begin{cases} X_i'' = \frac{X_i - \min(X_i)}{\max(X_i) - \min(X_i)} \\ \eta_i = \frac{X_i''}{\sum_{i=1}^n X_i''} \\ \epsilon_i = -\frac{1}{\ln(n)} \sum_{i=1}^n \eta_i \ln(\eta_i) \\ g_i = 1 - \epsilon_i \\ \omega_i = \frac{g_i}{\sum_{i=1}^n g_i} \end{cases} \quad (12)$$

式中, X_i'' 为归一化后的第 i 个样本; η_i 为其所占比例; ϵ_i 为其特征熵; g_i 为其差异系数; ω_i 为第 i 个指标的权重。

由于停电损失数据的风险特征相同, 故可认为样本数组的组数为 1, 相应的各结构参数估计值为

$$\begin{cases} \hat{u} = \sum_{i=1}^n \frac{\omega_i x_i}{n} = \bar{x} \\ \hat{a} = \sum_{i=1}^n \frac{\omega_i}{n} (x_i - \hat{u})^2 - \frac{r}{n} \hat{v} \\ \hat{v} = \frac{\sum_{i=1}^n \omega_i (x_i - \bar{x})^2}{n-1} \end{cases} \quad (13)$$

在信度理论中, \bar{X}' 表示由其他信息得到的停电

损失的平均值。因此,购买了停电保险的个体用户的年信度保费 L_{ins} 为

$$L_{ins} = z\overline{X'} + (1 - z)\hat{u} \quad (14)$$

式中, z 为信度因子,其表达式为

$$z = \frac{n}{n + \frac{v}{\alpha}} \quad (15)$$

本文将用电用户分为居民、商业、工业用户 3 类。不同用电用户在停电时的损失各不相同,故按用户类别来设置保费。其中,居民保费为 $L_{ins,1}$, 商业保费为 $L_{ins,2}$, 工业保费为 $L_{ins,3}$ 。设 k_2, k_3 分别为商业、工业用户对比居民用户的用电比例系数,则商业、工业用户的停电保费 $L_{ins,2}, L_{ins,3}$ 分别为

$$L_{ins,2} = k_2 L_{ins,1} \quad (16)$$

$$L_{ins,3} = k_3 L_{ins,1} \quad (17)$$

2.3 再保费厘定

用电用户向保险机构支付投保费用 L_{ins} ; 保险机构为降低停电赔款损失,与储能运营商达成协议,将其纳入再保险,向其支付投保费用(即再保费 l_{ins}),购买再保险。本文选择超赔再保险中的经验定价法来计算保险公司的停电再保费,将停电直接经济损失分布函数中的 0.80 分位数对应的数额 $X'_{0.80}$ 设为计算再保费模型的起赔点 a 。超过 a 的部分为停电损失的超赔层。假设停电保险超额赔款再保险人均损失金额为 $x', x' \in (X'_{0.80}, +\infty)$, 则停电再保险接受人均赔付均值为

$$E(x') = \int_a^{+\infty} (x' - a) f(x') dx' = \int_{X'_{0.80}}^{+\infty} x' f(x') dx' - X'_{0.80} (1 - F(X'_{0.80})) = \frac{\hat{h}_n}{\sqrt{2\pi} n} \sum_{i=1}^n e^{-\frac{x_i'^2}{2\hat{h}_n^2}} + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i' \phi\left(\frac{x_i'}{\hat{h}_n}\right) - X'_{0.80} (1 - F(X'_{0.80})) \quad (18)$$

将中国 2000 年的物价水平作为趋势因子 β_{2000} , 将再保险接受人赔付均值调整到当期物价水平,则停电再保险保费 l_{ins} 为

$$l_{ins} = \beta_{2000} E(x') \quad (19)$$

设居民再保费为 $l_{ins,1}$, 商业再保费为 $l_{ins,2}$, 工业再保费为 $l_{ins,3}$, 则商业、工业用户的停电再保费 $l_{ins,2}, l_{ins,3}$ 分别为

$$l_{ins,2} = k_2 l_{ins,1} \quad (20)$$

$$l_{ins,3} = k_3 l_{ins,1} \quad (21)$$

2.4 赔偿计算

停电保险赔偿根据各类用户停电期望度数进行理赔。一次停电事故可能造成的最大损失金额称为危险单位,设保额 q 为一个危险单位(1 000 元),并将其作为居民用电用户的在投保时段(1 a)内的保险金额,则居民、商业、工业用户停电度数的赔付金额 $C_{rb,1}, C_{rb,2}, C_{rb,3}$ 分别为

$$C_{rb,i} = \frac{q}{p_{ot,i} t_{ot,i} \sum_{t=1}^N P_{con,i}(t)} \quad (22)$$

式中, $p_{ot,i}$ 为第 i 类用户的投保时段内的停电概率; $t_{ot,i}$ 为第 i 类用户的平均停电时间; $P_{con,i}(t)$ 为第 i 类用户的在 t 时刻的用电量; $i=1, 2, 3$, 分别表示居民、商业、工业用户。

停电保险流程如图 2 所示。

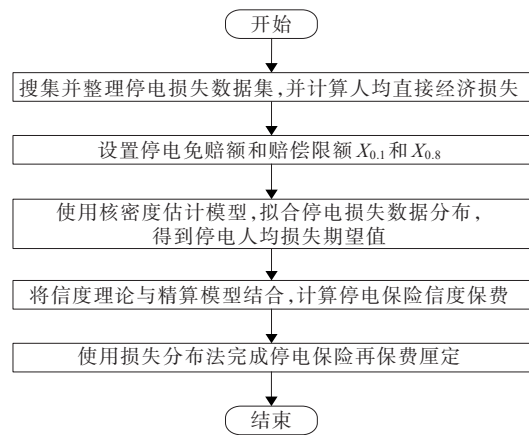


图 2 停电保险流程

Figure 2 Flowchart of power outage insurance

3 停电概率模型

保险的赔付概率由用户停电概率决定,不同类型的用户,其停电概率也各不相同。本文在常用故障率和最小故障率的基础上,加入恶劣天气修正因子与健康指数,采用最小路径法,计算不同类型用户的停电概率,将得到的每类用户的停电概率作为该类用户的保险赔付概率。

3.1 基于健康指数的设备修正故障率

在配电设备方面,本文用 $\lambda_i (i=1, 2, 3, 4)$ 来分别表示隔离开关、变压器、电力电缆和架空线路这 4 类设备的故障率^[20]。利用雷击与暴风雨导致的停电历史数据对历史故障率进行修正,根据设备与故障的重要性,计算在第 i 类设备中第 j 种故障因素的权重 ω_{ij} :

$$\omega_{ij} = \frac{N_{ij}}{\sum_{j=1}^2 N_{ij}} \quad (23)$$

式中, N_{ij} 为第 j 种故障因素导致第 i 类设备发生故障的数量。

本文统计了所研究地区近期配电网不同故障发生的次数, 结果见表1。配电设备的常用故障率 λ_c 与最小故障率 λ_{\min} 见表2。在表1、2中, I_1 、 I_2 、 I_3 、 I_4 分别表示隔离开关、变压器、电力电缆、架空线路4类配电设备。 J_1 、 J_2 分别表示雷击、暴风雨故障影响因素。

表1 不同故障因素所占权重

Table 1 Weight of different fault factors

配电设备	J_1	J_2
I_1	0.000 0	1.000 0
I_2	0.133 1	0.866 9
I_3	0.000 0	1.000 0
I_4	0.558 3	0.441 7

表2 配电设备的故障率数据

Table 2 Failure rate data of distribution equipment

配电设备	常用故障率 λ_c	最小故障率 λ_{\min}
I_1	0.030	0.008
I_2	0.042	0.010
I_3	0.015	0.005
I_4	0.025	0.007

为得到更准确的设备停电概率, 对待评估设备的天气情况与历史天气情况进行比较, 利用修正系数 r_{ij} 对故障率进行修正。根据该地区气象局连续 n 年的雷电和降水量数据, 该地的雷击、暴风雨气象因素修正值为

$$r_{ij} = \frac{nN_d Q_m}{\sum_{i=1}^n Q_i} \quad (24)$$

式中, r_{ij} 为第 j 种故障因素对第 i 类配电设备的修正系数; N_d 为待评估月的天数; Q_m 为待评估月第 m 天的雷击次数或降水量; Q_i 为在该统计年第 i 个月的雷击次数或降水量; n 为年数。

根据该气象局的统计数据, 该地区在2020年6月某天发生雷击4次, 连续3年在6月份内共发生35次雷击。根据这些气象历史数据, 计算出该地的雷击气象因素修正值 r_{i1} 为10.28。从该气象局历史数据查得, 该地区6月内某日的降雨量为26.5 mm, 该地

区连续3年在6月的降水量为1 128.3 mm, 据此可算得大风大雨修正系数 $r_{i2}=2.11$ 。在本文中, 所有设备的雷击系数与暴风雨的修正系数均相同, 分别为10.28和2.11。

因此, 设备修正故障率 λ'_i 为

$$\lambda'_i = \sum_{j=1}^2 \lambda_i \omega_{ij} r_{ij} \quad (25)$$

依据表1、2的数据与式(25), 可算得设备修正常用故障率 λ'_c 和设备修正最小故障率 λ'_{\min} , 结果见表3。

表3 考虑设备故障因素的修正常用故障率和最小故障率

Table 3 Adjusted common failure rate and minimum failure rate considering equipment fault factors

配电设备	修正常用故障率 λ'_c	修正最小故障率 λ'_{\min}
I_1	0.063 3	0.016 9
I_2	0.134 3	0.032 0
I_3	0.031 6	0.010 6
I_4	0.166 8	0.046 7

由于不同设备之间存在差异性, 所以本文对设备修正故障率作进一步优化。相关研究表明, 配电设备的健康指数与设备故障率 λ 之间呈指数函数关系, 即

$$\lambda = Ae^{BH} \quad (26)$$

式中, A 、 B 均为待定系数; H 为健康指数。

依据表3中设备的修正常用故障率 λ'_c 和修正最小故障率 λ'_{\min} , 可得到配电设备的故障率与健康指数 H 之间的转换关系:

$$\begin{cases} \lambda = \lambda'_{\min}, & H = 100 \\ \lambda = \lambda'_c, & H = 80 \end{cases} \quad (27)$$

将表3中的数据与式(26)、(27)结合, 计算得到的基于改进健康指数的配电设备 (I_1 、 I_2 、 I_3 、 I_4) 修正故障率分别为

$$\lambda_s'' = 12.517 8e^{-0.066 1H} \quad (28)$$

$$\lambda_T'' = 41.788 6e^{-0.071 8H} \quad (29)$$

$$\lambda_c'' = 2.563 6e^{-0.054 9H} \quad (30)$$

$$\lambda_o'' = 27.134 3e^{-0.063 6H} \quad (31)$$

式(28)~(31)中, λ_s'' 、 λ_T'' 、 λ_c'' 、 λ_o'' 分别为隔离开关、变压器、电力电缆和架空线路的基于健康指数的设备修正故障率。

3.2 负荷停电概率计算

利用隔离开关、变压器、电力电缆和架空线路的基于健康指数的修正故障率, 采用最小路法, 计算电力负荷与平均停电概率。其基本思想: 将负荷点到电源点逆潮流的方向称为最小路, 并将非最小

路上设备故障对负荷点的影响折算为其在最小路上设备故障对负荷点的影响^[21]。最小路法具体计算步骤如下。

1) 将所有负荷点放入集合A中;

2) 搜索负荷点到电源的最短供电路径,即负荷的最小路;

3) 求得该负荷点最小路上所有设备*k*,并将其放入集合B中;

4) 对于该负荷点而言,在最小路上的设备为最小路设备;不在该最小路上的设备为非最小路设备;

5) 求负荷点*i*的非最小路设备,将非最小路设备停运对该负荷点可靠性指标的影响折算到其对应的最小路节点上该负荷点可靠性指标的影响上;

6) 对负荷点*i*最小路上的设备和节点进行枚举,在根据式(28)~(31)计算出的基于健康指数的设备修正故障率的基础上,使用概率累加的方式,计算负荷点最小路上设备对负荷点停电概率的影响 λ_{ss} ,即

$$\lambda_{ss} = \sum_{k=1}^n \lambda_k'' \quad (32)$$

式中, λ_k'' 为系统中第*k*个设备的基于改进健康指数的修正故障率, $k=1,2,\dots,n$ 。

7) 根据所有负荷点的停电概率,分别计算居民、商业、工业用户负荷的平均停电概率。

4 收益模型

在用户侧安装储能设备,进行停电保险管理和峰谷套利可以提高储能运营商收益,极大地发挥用户侧储能运营商的商业价值。为最大化储能运营商的年净收益,建立参与停电保险一峰谷套利的储能运营商收益模型。

储能运营商收益包括峰谷差价收益 B_{p-v} 和停电保险收益 $B_{ins,ES}$;储能运营商成本主要是储能设备的投资成本 C_{inv} 和维护成本 C_{mt} 。因此,储能运营商的收益目标函数为

$$C = \max(B_{p-v} + B_{ins,ES} - C_{inv} - C_{mt}) \quad (33)$$

4.1 保险公司收益

保险公司每年从用电用户处收取保费,并向储能运营商缴纳再保费。在用户所交保费的1a时间内,若发生单次停电情况,保险公司与储能运营商将按照所收保费占总保费的比例进行理赔。保险

公司收益 $B_{ins,co}$ 的表达式为

$$B_{ins,co} = L_{ins,co} - l_{ins,ES} - C'_{rb,co} \quad (34)$$

式中, $L_{ins,co}$ 为保险公司收取的全部保费; $l_{ins,ES}$ 为储能运营商收取的全部再保费; $C'_{rb,co}$ 为保险公司承担的停电赔偿。其表达式分别为

$$\begin{cases} L_{ins,co} = \sum_{i=1}^3 b_i L_{ins,i} \\ l_{ins,ES} = \sum_{i=1}^3 b_i l_{ins,i} \\ C'_{rb,co} = b_{ot,i} p_{ot,i} C_{rb,i} \left(1 - \frac{l_{ins,i}}{L_{ins,i}}\right) \int_{t_1}^{t_2} P_{con,i}(t) dt \end{cases} \quad (35)$$

式中, $L_{ins,i}$ 、 $l_{ins,i}$ 分别为保险公司、储能运营商对第*i*类客户收取的保费与再保费; $C_{rb,i}$ 为保险公司对第*i*类客户的停电赔偿; b_i 为*i*类用户的用户总数; $b_{ot,i}$ 为*i*类用户停电用户数; i 表示用户类型, $i=1,2,3$ 分别表示居民、商业、工业用户。

4.2 储能运营商收益

储能运营商的收益分别来自停电保险再保费与峰谷套利收益。

储能运营商每年从保险公司收取再保费,并承担相应赔偿,储能运营商每年停电保费的盈利为 $B_{ins,ES}$,其表达式为

$$B_{ins,ES} = l_{ins,ES} - C'_{rb,ES} \quad (36)$$

$$C'_{rb,ES} = C_{rb,i} \frac{l_{ins,i}}{L_{ins,i}} b_{ot,i} p_{ot,i} \int_{t_1}^{t_2} P_{con,i}(t) dt \quad (37)$$

式(36)、(37)中, $C'_{rb,ES}$ 为储能运营商承担的相应赔偿。

在电价低谷时段,储能运营商从电网中购电以增加低谷使用电量,并对储能设备进行充电;在电价高峰时段,储能运营商从储能设备中进行放电,为园区用户供电,减少高价电的购买量,以此实现电力峰谷价差套利,其中的收益即为峰谷套利收益^[22]。

通过合理规划储能运营商在各时段的充、放电功率,可最大化储能运营商的收益。储能运营商的峰谷套利收益 B_{p-v} 为

$$B_{p-v} = \sum_{t=1}^T \left(P_{dch}(t) E_{dch}(t) \eta_{dch} - \frac{P_{ch}(t) E_{ch}(t)}{\eta_{ch}} \right) \quad (38)$$

式中, $E_{dch}(t)$ 为*t*时刻储能运营商的放电电价, $E_{ch}(t)$ 为*t*时刻储能运营商的充电电价; $P_{dch}(t)$ 为储能设备在*t*时刻的放电功率; $P_{ch}(t)$ 为储能系统在*t*时刻的充电功率; η_{dch} 为储能设备的放电效率; η_{ch} 为储能设备的充电效率; T 为1a内储能运营商进行电力峰谷

套利的总时间。

4.3 储能成本

储能运营商的主要成本由设备投资成本 C_{inv} 和维护成本 C_{mt} 构成。在储能设备使用寿命内的投资成本 C_{inv} 为

$$C_{inv} = C_{inv,u} S_{N,ES} \quad (39)$$

式中, $C_{inv,u}$ 为储能单位容量的投资成本; $S_{N,ES}$ 为储能的额定容量。

储能的年维护成本 C_{mt} 为

$$C_{mt} = C_{mt,u} P_{N,ES} \quad (40)$$

式中, $C_{mt,u}$ 为储能单位功率的年运行维护成本; $P_{N,ES}$ 为储能的额定功率。

4.4 约束条件

储能系统在运行过程中,会受到荷电状态、荷电状态连续性、充电状态及其功率、放电状态及其功率的约束^[23]。

1) 储能荷电状态约束。

储能设备的荷电状态(state of charge, SOC)是表征储能设备当前储能水平的一种方式,通常以百分比表示,即

$$S_{SOC,min} \leq S_{SOC}(t) \leq S_{SOC,max} \quad (41)$$

式中, $S_{SOC}(t)$ 为 t 时刻储能设备的荷电状态; $S_{SOC,max}$ 为荷电状态储能设备储能水平的最大值; $S_{SOC,min}$ 为荷电状态储能设备储能水平的最小值。

2) 储能荷电状态连续性约束。

在任意时刻,储能设备的荷电状态 S_{SOC} 可根据其充、放电的电量和最大储能容量来计算,即

$$S_{SOC}(t) = S_{ES}(t) / S_{max,ES} \quad (42)$$

$$S_{SOC}(t+1) =$$

$$S(t) + \frac{(P_{ch}(t)\eta_{ch} - P_{dch}(t)/\eta_{dch})\Delta t}{S_{max,ES}} \quad (43)$$

式(42)、(43)中, $S_{ES}(t)$ 为储能系统在 t 时刻的容量; $S_{max,ES}$ 为储能设备的最大容量。

3) 储能系统的充、放电状态约束。

在运行过程中,储能系统在每个时段只有充电或放电一种状态。

$$0 \leq \mu_{ch}(t) + \mu_{dch}(t) \leq 1 \quad (44)$$

式中, μ_{ch} 为储能系统处于充电状态; μ_{dch} 为储能系统处于放电状态; μ_{ch} 、 μ_{dch} 均为 0-1 变量,“0”表示在该时段内储能设备不进行充电或放电操作,“1”表示储能设备正在进行充电或放电操作。本文以此方式保证储能设备工作状态的唯一性。

4) 储能设备充、放电功率约束。

储能设备在运行过程中,其充、放电功率不得超过其额定功率限额,即

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ch}(t) \leq \mu_{ch}(t) P_{ch}^{max} \\ 0 \leq P_{dch}(t) \leq \mu_{dch}(t) P_{dch}^{max} \end{cases} \quad (45)$$

式中, P_{ch}^{max} 为储能设备的最大充电功率, P_{dch}^{max} 为储能设备的最大放电功率。本文算法流程如图3所示。

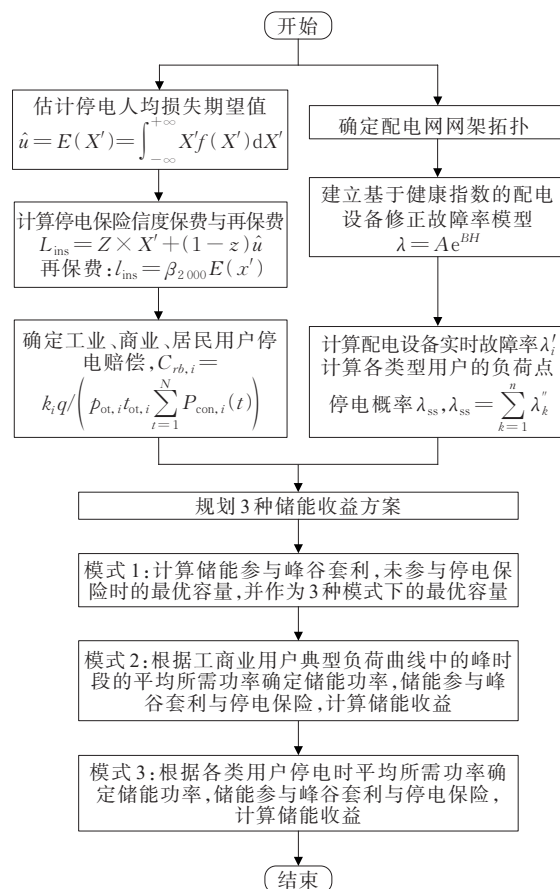


图3 算法流程

Figure 3 Algorithm flowchart

5 算例

本文采用某园区的实际数据进行仿真。该园区包含 15 000 个居民用户、5 个商业用户和 4 个工业用户。

5.1 保费及厘定结果

5.1.1 保费基本数据

结合停电状态相关数据与文 2.1~2.4 相关公式,得到人均停电经济损失数据,结果见表 4。其中, 0.10 分位数 $X'_{0.1}$ 为 2.577 0, 0.80 分位数 $X'_{0.8}$ 为 30.251 7。由此计算的保费免赔额与超赔额分别为 2.577 0 元与 30.251 7 元。按照免赔额和赔付限额,调整后的样本数据集的空间为 $n=63$,结果见表 5。

表 4 历次停电人均损失

Table 4 Per capita loss from power outages 元

编号	人均损失	编号	人均损失	编号	人均损失	编号	人均损失
1	0.473 4	23	10.658 3	45	14.947 1	67	26.994 3
2	0.473 4	24	11.064 6	46	15.094 4	68	28.080 2
3	0.581 1	25	11.118 2	47	15.664 3	69	28.754 2
4	1.298 5	26	11.277 1	48	15.728 0	70	29.211 1
5	1.540 0	27	11.467 8	49	15.791 3	71	30.251 7
6	1.651 5	28	11.625 1	50	15.972 4	72	30.333 6
7	2.332 8	29	11.725 9	51	16.221 7	73	30.843 0
8	2.523 2	30	12.167 3	52	16.649 2	74	30.993 3
9	2.577 0	31	12.270 3	53	17.373 5	75	31.008 9
10	3.028 0	32	12.276 8	54	17.393 7	76	31.127 6
11	3.822 2	33	12.367 0	55	18.026 4	77	31.324 2
12	3.916 7	34	12.537 2	56	18.326 7	78	31.759 1
13	6.848 2	35	12.562 4	57	19.458 3	79	32.159 8
14	7.246 9	36	12.864 9	58	19.485 4	80	35.280 6
15	7.777 1	37	12.961 8	59	20.206 5	81	35.700 6
16	8.104 0	38	13.497 2	60	20.443 4	82	36.049 9
17	8.280 8	39	14.093 0	61	20.748 2	83	39.800 9
18	8.502 3	40	14.391 4	62	21.322 5	84	40.881 9
19	8.830 7	41	14.491 4	63	22.447 1	85	42.160 3
20	10.023 2	42	14.580 3	64	22.689 2	86	44.093 7
21	10.090 9	43	14.859 4	65	23.656 4	87	45.745 9
22	10.424 5	44	14.868 0	66	24.010 2	88	64.071 1

表 5 数据平减处理后的历次停电人均损失

Table 5 Per capita loss of each power outage after data reduction processing 元

编号	人均损失	编号	人均损失	编号	人均损失	编号	人均损失
1	2.577 0	17	11.118 2	33	14.491 4	49	19.458 3
2	3.028 0	18	11.277 1	34	14.580 3	50	19.485 4
3	3.822 2	19	11.467 8	35	14.859 4	51	20.206 5
4	3.916 7	20	11.625 1	36	14.868 0	52	20.443 4
5	6.848 2	21	11.725 9	37	14.947 1	53	20.748 2
6	7.246 9	22	12.167 3	38	15.094 4	54	21.322 5
7	7.777 1	23	12.270 3	39	15.664 3	55	22.447 1
8	8.104 0	24	12.276 8	40	15.728 0	56	22.689 2
9	8.280 8	25	12.367 0	41	15.791 3	57	23.656 4
10	8.502 3	26	12.537 2	42	15.972 4	58	24.010 2
11	8.830 7	27	12.562 4	43	16.221 7	59	26.994 3
12	10.023 2	28	12.864 9	44	16.649 2	60	28.080 2
13	10.090 9	29	12.961 8	45	17.373 5	61	28.754 2
14	10.424 5	30	13.497 2	46	17.393 7	62	29.211 1
15	10.658 3	31	14.093 0	47	17.393 7	63	30.251 7
16	11.064 6	32	14.391 4	48	18.326 7		

5.1.2 保费与再保费计算

根据表 5 及式(8)~(11),计算出 h_n 、 R 、 $X_{0.75}$ 、

$X_{0.25}$ 等关键参数,通过核密度估计拟合损失分布函数,结果如图 4 所示。计算得到的损失期望 E 为 17.72 元。在信度理论的基础上,根据保费计算公式与再保费计算流程,分别求得各用户的保费与再保费,趋势因子 $\beta_{2.000}=2.5$,具体结果见表 6。在表 6 中,保费的保险合同期限为 1 a,每次发生停电事故时,保险公司与储能运营商会根据用户相应的停电损失予以赔付。

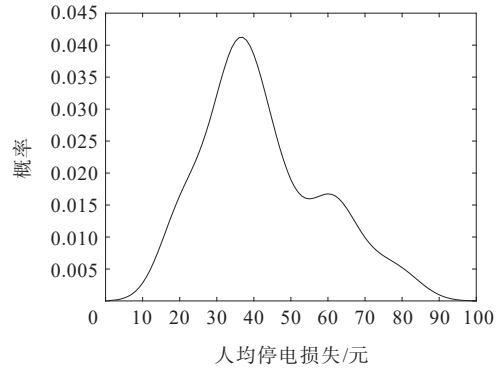


图 4 核密度估计拟合停电损失分布

Figure 4 The fitting of power outage loss distribution with kernel density estimation

表 6 各类用户每年的保费与再保费

Table 6 Premiums and re-premiums for various users annually 元

用户	保费	再保费
居民	37.500 0	8.625 0
商业	2 775.000 0	638.250 0
工业	17 850.000 0	4 105.500 0

5.2 停电概率

根据图 5 所示的园区配电网拓扑结构进行停电概率计算。该拓扑网共有 50 个主设备、19 个负荷点。配电网设备健康值 H 参考配电网主设备典型值,并根据第 3 节中的相关公式得出不同设备的基于健康指数的修正故障率,结果见表 7。

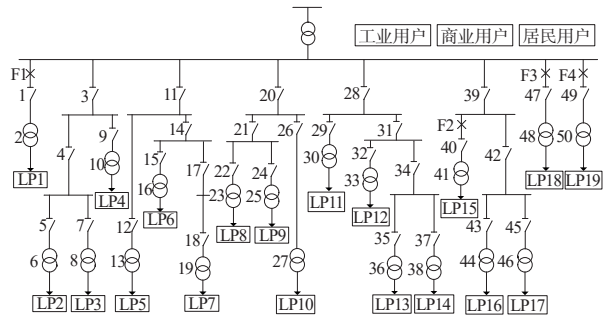


图 5 园区配电网拓扑结构

Figure 5 Topological structure of the park distribution network

表7 不同设备的基于健康指数的修正故障率

Table 7 Adjusted failure rate based on health index for different devices 次/a

设备	健康指数	故障率	设备	健康指数	故障率
1	81.53	0.057 2	26	78.41	0.070 2
2	88.15	0.074 5	27	82.38	0.112 8
3	76.25	0.081 0	28	89.94	0.032 8
4	81.65	0.056 7	29	69.58	0.125 9
5	81.65	0.056 7	30	82.38	0.112 8
6	85.91	0.087 5	31	78.41	0.070 2
7	70.37	0.119 5	32	78.96	0.067 7
8	82.38	0.112 8	33	83.67	0.102 8
9	78.96	0.067 7	34	83.72	0.049 5
10	83.67	0.102 8	35	87.33	0.039 0
11	78.96	0.067 7	36	82.38	0.112 8
12	78.41	0.070 2	37	75.28	0.086 4
13	82.38	0.112 8	38	81.65	0.118 9
14	75.28	0.086 4	39	73.56	0.096 8
15	87.33	0.039 0	40	83.41	0.050 5
16	77.02	0.165 7	41	82.38	0.112 8
17	90.15	0.032 3	42	82.37	0.054 1
18	76.25	0.081 0	43	87.33	0.039 0
19	79.83	0.135 4	44	81.65	0.118 9
20	87.33	0.039 0	45	82.37	0.054 1
21	70.37	0.119 5	46	82.38	0.112 8
22	83.72	0.049 5	47	75.69	0.084 1
23	82.38	0.112 8	48	79.83	0.135 4
24	84.96	0.045 6	49	82.35	0.054 1
25	85.91	0.087 5	50	88.15	0.074 5

同时,考虑电路的串联结构和园区配电网网架拓扑,根据最小路法计算每个节点的停电概率,结果见表8。

表8 园区配电网负荷点停电概率

Table 8 Power outage probability of load points in the park distribution network 次/a

负荷点	停电概率	负荷点	停电概率	负荷点	停电概率
1	0.131 7	8	0.453 8	15	0.260 1
2	0.514 3	9	0.453 8	16	0.476 5
3	0.514 3	10	0.222 0	17	0.476 5
4	0.251 6	11	0.512 3	18	0.219 5
5	0.250 8	12	0.512 3	19	0.128 7
6	0.607 6	13	0.509 5		
7	0.607 6	14	0.509 5		

依据表8中的数据,对居民、商业、工业用户的负荷停电概率取平均值,可以得到该地区这三类用户的年平均停电概率。其中, $p_{oi,1}=0.51$ 次/a, $p_{oi,2}=0.35$ 次/a, $p_{oi,3}=0.18$ 次/a。该类用户的停电概率也

就是该类用户的赔付概率。本文在原有历史故障率基础上,考虑恶劣天气因素与健康指数的影响。相较于通过原历史故障率得到的年平均停电概率,这种方法提高了估计的准确性。2种方法计算的停电概率对比如图6所示。

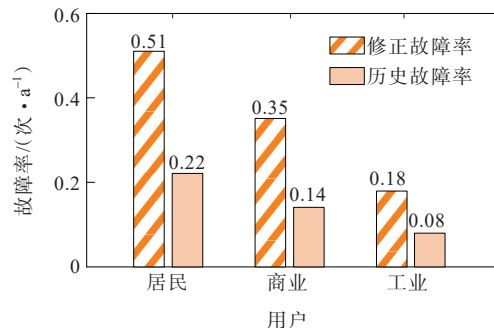
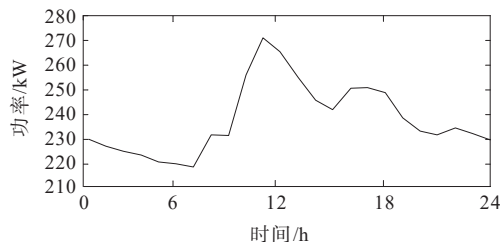


图6 2种方法计算停电概率对比

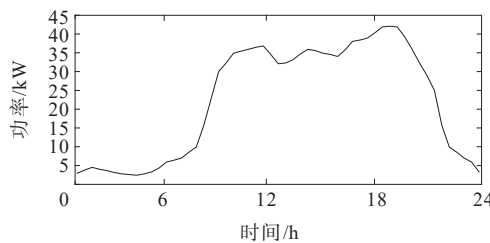
Figure 6 Comparison of power outage probabilities by two methods

5.3 边界条件

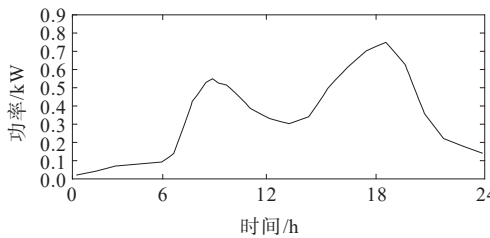
该园区居民、商业、工业负荷各自的典型负荷曲线如图7所示。工商业用户分时电价曲线如图8所示。该园区用电低谷时段的电价为0.258 9元/(kW·h),平时时段电价为0.606 8元/(kW·h),高峰时段



(a) 工业典型负荷曲线



(b) 商业典型负荷曲线



(c) 居民典型负荷曲线

图7 居民、商业、工业的典型负荷曲线

Figure 7 Typical load curves for residential, commercial, and industrial users

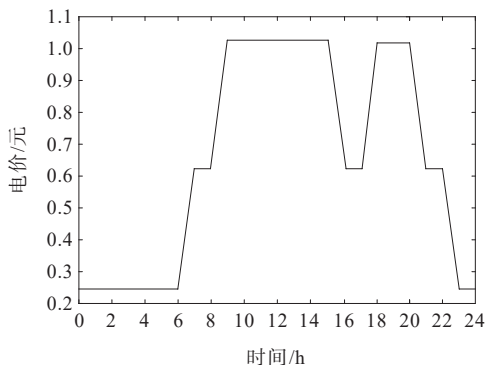


图 8 工商业用户分时电价曲线

Figure 8 Time-of-use electricity price curve for industrial and commercial users

电价为 1.034 7 元/(kW·h)。储能设备是磷酸铁锂电池,其主要参数见表 9。根据园区历史数据,在发生停电故障的情况下,该园区居民用电用户最长停电时间为 60 min,商业用户最长停电时间为 15 min,工业用户最长停电时间为 180 min。

表 9 磷酸铁锂电池参数

Table 9 Energy storage battery parameters

参数	单位	数值
初始投资成本	元/(kW·h)	1 500
运维成本	元/(kW·h)	50
充电效率	%	90
放电效率	%	90
荷电状态上限		0.95
荷电状态下限		0.95
循环寿命/次		5 000

5.4 储能收益计算

5.4.1 储能模式设置

在最大化储能运营商的收益时,本文主要考虑以下 5 点。

1) 居民用户片区划分:由于居民用电用户数量较多,为方便管理,将该园区居民用电用户划分为 5 个片区,每个区有 3 000 名居民用电用户。

2) 电力峰谷套利参与用户:在任何一个模式中进行电力峰谷套利收益计算时,同时对多个工业、商业或居民分划区进行套利会极大提高储能运营商的成本,不利于提高其收益。因此,在工作日时段,储能运营商仅对一个工业与商业用户进行电力峰谷套利。

3) 电力峰谷套利参与天数:在非工作日时段,工业用户的用电功率很小,不参与电力峰谷套利。因此,在非工作日时段,储能运营商将对所有商业

用户进行电力峰谷套利。该园区工作日共计 249 d,非工作日共计 116 d。

4) 停电保险参与用户:进行停电保险收益计算时,考虑到工业、商业、居民 3 类用电用户同时发生停电的概率极低,本文仅计算一个工业用户、一个商业用户、一个居民区分别停电的情况。

5) 电力峰谷套利与停电保险的先决条件:若停电时段与峰谷套利时段发生冲突,储能运营商应当优先解决用电用户电力供应的问题。

储能运营商营利方案共设置 3 种模式:

模式 1 园区商业、工业用户均参与峰谷套利,确定储能设备的最优容量配置;

模式 2 园区商业、工业用户根据典型负荷曲线中峰时段的平均所需功率确定储能设备功率并参与电力峰谷套利,工业、商业、居民 3 类用户均参与停电保险;

模式 3 园区商业、工业用户根据自身停电的平均所需功率确定储能设备功率并参与电力峰谷套利,工业、商业、居民 3 类用户均参与停电保险。

模式 2 与模式 3 在计算停电保险时,分别设置 3 种情形:

- 情形 1 一个工业用户停电;
- 情形 2 一个商业用户停电;
- 情形 3 一个居民片区停电。

5.4.2 计算结果及其分析

1) 模式 1:储能运营商不参与停电保险。

本文根据这些约束条件,考虑电力峰谷套利收益和储能运营商成本,以储能运营商年收益最大化为目标,采用遗传算法,评估不同储能设备容量下的储能运营商的年净收益,结果如图 9 所示。

从图 9 中可以看出,随着储能设备容量的增加,储能运营商的年成本也在增加,而储能运营商的年收益呈先增加,后下降的趋势。当储能运营商配置的储能容量为 2.5 MW·h 时,储能运营商的年净收益最大,为 303 984.00 元,且此时其投资回本时间较短,为 6.74 a。因此,储能运营商参与电力峰谷套利下的储能设备最优容量配置为 2 500 kW·h。本文加入停电保险的目的在于保障用户不停电并保证保险公司与储能运营商的收益,在日常情况下仍以满足电力峰谷套利情况为主。因此,在计算中,模式 2 与模式 3 在工业、商业、居民 3 类用户参与停电保险后的储能设备最优容量保持不变,仍采用 2 500 kW·h 的容量进行计算。

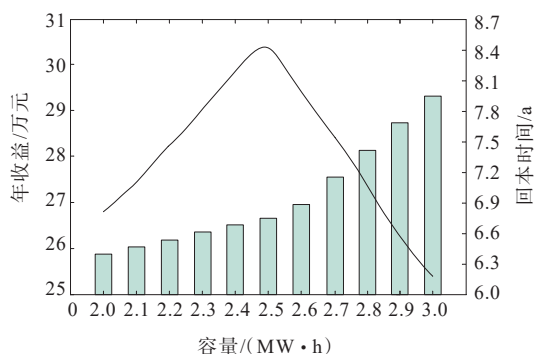


图9 不同储能设备容量下的储能运营商年收益

Figure 9 Annual revenue of energy storage operators under different energy storage equipment capacities

2) 模式2:储能运营商参与保险,且由用户典型负荷曲线确定储能设备功率。

优先考虑园区商业、工业用户参与峰谷套利。根据其典型负荷曲线中的高峰时段的平均所需功率来确定储能设备功率,着重判断居民、商业、工业3类用户各自发生短时停电时,储能设备的功率与容量是否能达到停电时的电力需求。若其功率与容量未达到其需求,需计算相应的保险公司与储能运营商的停电赔偿金额。

① 峰谷套利计算。

在参与电力峰谷套利时,在工作日时段,工业与商业用户每小时平均功率均为280.50 kW;在非工作日时段,所有商业用户每小时平均功率为187.93 kW。综合考虑该地区的场地因素、负荷情况等因素,为该园区工业与商业用户配置320、2 500 kW·h的磷酸铁锂储能系统各1套。储能运营商参与电力峰谷套利的年收入为569 983.98元。

② 停电评估。

情形1:一个工业用户停电。当该园区发生停电时,工业用户最长停电时长为180 min。工业用户

在用电峰值时段的每小时平均电功率为242.58 kW,储能设备每小时能输送的电力功率为288.00 kW,可满足该工业用户的用电需求;该工业用户最长停电180 min平均所需用电容量为727.74 kW,该储能设备容量为2 500 kW·h,也能满足其需求。目前,该储能设备的输出功率与额定容量均可满足一个工业用户停电180 min的用电需求。

情形2:一个商业用户停电。当该园区发生停电时,商业用户最长停电时长为15 min。该商业用户在用电峰值时段的每小时平均用电功率为37.92 kW,储能设备每小时能电力功率为288.00 kW,可满足该商业用户的用电需求;该商业用户最长停电15 min平均所需用电容量为9.48 kW,储能设备容量为2 500 kW·h,也可满足其需求。目前,该储能设备的输出功率与额定容量均可满足该园区一个商业用户停电15 min的用电需求。

情形3:一个居民片区停电。当该园区发生停电时,居民用户最长停电时长为60 min。一户居民在用电峰值时段的每小时平均用电功率为0.51 kW,一个居民片区每小时平均用电功率为1 530 kW·h,储能设备每小时能输送的电力功率为288.00 kW。目前,根据电力峰谷套利的需求容量设置的储能设备的输出功率无法满足该园区一个居民片区停电60 min的用电需求,需对2 436名居民用户进行赔付。

该模式具体结果见表10。

当该园区发生用电故障时,模式2中的储能设备无法满足其停电需求。每次停电,平均2 436名居民用户需要理赔,每年会造成约2 436 000.00元的额外赔偿。其中,保险公司需额外赔偿1 875 720.00元,储能公司需额外赔偿560 280.00元。在储能设备的全寿命周期内,包括停电保险、电

表10 320、2 500 kW·h磷酸铁锂电池储能系统收益(模式2)

Table 10 Benefits of 320、2 500 kW·h lithium iron phosphate battery energy storage system(Model 2)

用户	用电比例系数	停电保险					峰谷套利				储能运营成本/(元·a ⁻¹)	
		保险公司收取保费/(元·a ⁻¹)	储能运营商收取再保费/(元·a ⁻¹)	每度电赔偿/(元·户 ⁻¹ ·a ⁻¹)	发生单次停电时储能运营商是否达到不断电要求	保险公司赔偿/(元·a ⁻¹)	储能运营商参与峰谷套利的收益/(元·a ⁻¹)	储能运营商参与峰谷套利的收益/(元·a ⁻¹)	储能运营商参与峰谷套利的收益/(元·d ⁻¹)	储能运营商参与峰谷套利的收益/(元·a ⁻¹)		
居民	1	562 500.00	129 375.00	3 844.68	否	1 875 720	560 280	-430 905.00	0.00	0.00		
商业	74	13 875.00	3 191.25	22 302.59	是	0	0	3 191.25	303.36	1 516.80	569 983.98	266 000
工业	476	71 400.00	16 422.00	3 633.78	是	0	0	16 422.00	1 940.64	0.00		

力峰谷套利和储能成本在内的总收益为 -1 609 616.55 元,年净收益为 -107 307.77 元,储能运营商在停电保险中每年额外盈利 -411 291.75 元,保险公司每年额外盈利 -1 376 933.25 元,无法回收储能投资成本。

3) 模式 3:储能运营商参与保险且由用户平均所需功率确定储能设备功率。

优先考虑该园区居民、商业、工业 3 类用户停电时的平均所需功率,并将其作为确定储能设备功率的依据。每片居民用户停电时平均所需功率为 1 530.00 kW,每个商业用户为 37.92 kW,每个工业用户为 242.58 kW。因此,为该园区工业与商业用户各配置 1 700、2 500 kW·h 的磷酸铁锂储能系统 1 套。

① 电力峰谷套利计算。

模式 3 的电力峰谷套利参与用户与模式 2 的均相同。因此,模式 2、3 下的储能运营商的峰谷套利年收益均为 569 983.98 元。

② 停电评估。

情形 1:一个工业用户发生停电时的情况与模式 2 的一个工业用户发生停电时的情况相同。目前,设置的储能设备输出功率与额定容量可以满足

该园区在此种情形下一个工业用户停电 180 min 的需求。

情形 2:一个商业用户发生停电时的情况与模式 2 的一个商业用户发生停电时的情况相同。目前,设置的储能设备的输出功率与额定容量可以满足此种情形下一个商业用户停电 15 min 的需求。

情形 3:一个居民片区停电。当该园区发生停电时,居民用户最长停电时长为 60 min。一户居民峰值时段每小时平均用电功率为 0.51 kW,一个居民片区每小时平均用电功率为 1 530 kW·h,储能设备每小时能输送的用电功率为 1 530.00 kW。目前,根据电力峰谷套利的需求容量所设的储能设备的输出功率与额定容量可以满足该园区一片居民用户停电 60 min 的用电需求。

该方案具体结果见表 11。发生停电故障时,模式 3 中的储能设备可满足用户停电需求,无须进行赔偿,保险公司每年额外盈利 498 786.75 元,保险公司收益得到了保障,储能运营商在停电保险中每年额外盈利 148 988.25 元,年净收益为 383 972.23 元。在储能设备的全寿命周期内,包括停电保险、电力峰谷套利和储能成本在内的总收益为 5 759 583.45 元,5.91 a 收回投资成本。

表 11 1 700、2500 kW·h 的磷酸铁锂电池储能系统收益(模式 3)

Table 11 Benefits of 1 700、2 500 kW·h lithium iron phosphate battery energy storage system(Model 3)

用户	用电比例系数	停电保险					峰谷套利					储能运营商年成本/(元·a ⁻¹)
		保险公司收取保费/(元·a ⁻¹)	储能运营商收取再保费/(元·a ⁻¹)	每度电赔偿/(元·户 ⁻¹ ·a ⁻¹)	发生单次停电时储能运营商是否达到不断电要求	保险公司赔偿/(元·a ⁻¹)	储能运营商赔偿/(元·a ⁻¹)	储能运营商参与停电保险收益/(元·a ⁻¹)	储能运营商参与峰谷套利工作收益/(元·d ⁻¹)	储能运营商参与峰谷套利非工作收益/(元·d ⁻¹)	储能运营商参与峰谷套利年收益/(元·a ⁻¹)	
居民	1	562 500.00	129 375.00	3 844.68	是	0.00	0.00	129 375.00	0.00	0.00		
商业	74	13 875.00	3 191.25	22 302.59	是	0.00	0.00	3 191.25	303.36	1 516.80	569 983.98	335 000
工业	476	71 400.00	16 422.00	3 633.78	是	0.00	0.00	16 422.00	1 940.64	0.00		

图 10 为储能设备容量为 2 500 kW·h 时,储能运营商与保险公司分别在 3 种模式下的投资回报对比分析。

从图 10 可看出,在电力峰谷套利用户条件相同的情况下,模式 2 的储能设备功率按负荷用电需求配置,每次停电都需要对大量的居民用户进行理赔。因此,每年储能运营商的净收入比未参与停电保险时的减少了 41 1291.77 元,且无法收回投资成本,模式 2 对储能设备的功率规划不可行。模式 3 储能设备功率可满足用户停电需求,消除了停电理

赔问题。因此,每年储能运营商的净收入比未参与停电保险的增加 79 988.23 元,投资成本收回时间减少了 0.83 a,保险公司每年收入为 498 786.75 元。这说明本文提出的商业模式是可行的。

综上所述,当储能运营商配置的储能设备功率合适且在该设备处于最优容量时,储能运营商与保险公司合作,将停电保险与电力峰谷套利两种机制结合,可以大大提高储能运营商的收益,加快投资成本回收,提高社会投资储能行业的积极性。

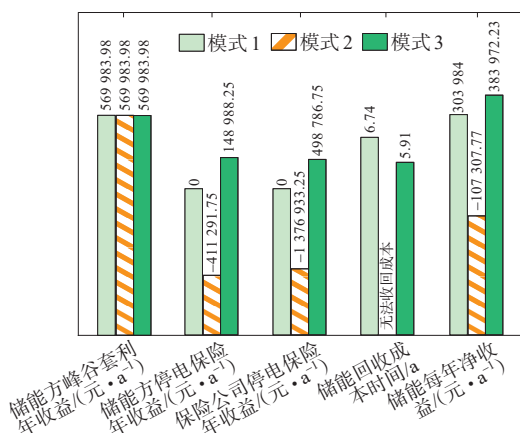


图10 投资回报对比分析

Figure 10 Comparative analysis of investment and returns

6 结语

在提高既有供电可靠性的基础上,为进一步增加储能运营商的收益,挖掘其参与保险公司停电保险收益的可能性,本文提出了基于保险精算理论的储能运营商利益分配策略,并采用算例分析进行验证,得出以下结论:

1) 引入停电保险,以停电时间与负荷重要性作为投保和理赔的依据,精确核算保费和赔款,补偿用户停电损失,优化用户投保感受。

2) 储能运营商参与停电保险,最大程度地维持用户在电网断电的情况下生活与工作的正常进行。储能设备的供电保障可以降低保险公司的赔偿风险,估算其每年收入为498 786.75元,而储能运营商通过合理利用保费,开展区域性电能质量治理以降低赔付。储能运营商未参与停电保险时的年净收益为303 984.00元,其参与停电保险后的年净收益为383 972.23元,比未参加停电保险的年净收益增加了79 988.23元,获得了更高的收益。

3) 选择合理的储能设备功率配置方案至关重要。应将该园区用电所需功率320.00 kW变为停电时所需的功率1 700.00 kW,这既可保证该园区内发生停电时的电力供应,又可在电力稳定运行时促使储能运营商参与电力峰谷套利,进一步提高储能运营商的收益。

4) 未来研究应进一步结合国内外储能行业成功案例的经验,将停电保险机制与不同电力市场模式(容量租赁、辅助服务和电力市场交易等)结合,最大化储能运营商的经济效益,提高其供电安全性。同时,研究应考虑政府在促进储能运营商和停电保险机制中的作用,将政府作为再保险机构参与

进来,建立多方参与的链式再保险机制,构建政府、保险公司、储能运营商以及用电用户共赢的风险管理框架,为实现可持续能源发展贡献力量。

参考文献:

- [1] 杨帆,胡源,张梁,等.考虑孤岛时间不确定性的配电网分布式储能选址定容[J].电力科学与技术学报,2023,38(1):43-54.
YANG Fan,HU Yuan,ZHANG Liang,et al.Optimal siting and sizing of distributed energy storage in distribution networks considering isolated islanding duration uncertainty[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2023,38(1):43-54.
- [2] 周俊宇,李伟,花洁,等.考虑需求侧可控负荷的含储能社区综合能源系统优化调度[J].电力科学与技术学报,2023,38(2):114-123.
ZHOU Junyu,LI Wei,HUA Jie,et al.Optimal dispatch of community integrated energy system with energy storage considering demand-side controllable load[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2023,38(2):114-123.
- [3] 陈丽娟,吴甜恬,柳惠波,等.基于需量管理的两阶段大用户储能优化模型[J].电力系统自动化,2019,43(1):194-200.
CHEN Lijuan,WU Tiantian,LIU Huibo,et al.Demand management based two-stage optimal storage model for large users[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(1):194-200.
- [4] YANG Y Q,BREMNER S,MENICTAS C,et al.Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: a review[J].Renewable and Sustainable Energy Reviews,2018,91:109-125.
- [5] PANDŽIĆ H,WANG Y S,QIU T,et al.Near-optimal method for siting and sizing of distributed storage in a transmission network[J].IEEE Transactions on Power Systems,2015,30(5):2288-2300.
- [6] 王韵楚,张思,林振智,等.分布式源荷参与辅助服务的市场机制与实现方法[J].电力系统自动化,2023,47(18):2-16.
WANG Yunchu,ZHANG Si,LIN Zhenzhi,et al.Market mechanisms and implementation methods for distributed sources and loads participating in ancillary services[J]. Automation of Electric Power Systems,2023,47(18):2-16.
- [7] 梁海峰,丁政,李鹏.基于改进一致性算法的孤岛直流微电网储能系统分布式控制策略[J].电力系统保护与控制,2023,51(16):59-71.
LIANG Haifeng,DING Zheng,LI Peng.Distributed control strategy of an energy storage system in an

- isolated DC microgrid based on an improved consensus algorithm[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(16):59-71.
- [8] RAHMAN A, AZIZ T, MASOOD N A, et al. A time of use tariff scheme for demand side management of residential energy consumers in Bangladesh[J]. *Energy Reports*, 2021, 7:3189-3198.
- [9] KANG B O, LEE M, KIM Y, et al. Economic analysis of a customer-installed energy storage system for both self-saving operation and demand response program participation in South Korea[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 94:69-83.
- [10] MA J, ZHU L Z, SHEN Y M, et al. Demand response-based commercial mode and operation strategy of customer-side energy storage system[J]. *Energy Reports*, 2021, 7:1390-1399.
- [11] 马速良, 武亦文, 李建林, 等. 面向多服务目标需求的集中式电池储能优化配置方法研究[J]. *高压电器*, 2023, 59(7):75-86.
- MA Suliang, WU Yiwen, LI Jianlin, et al. Research on optimal configuration of centralized battery energy storage for multiple service objectives[J]. *High Voltage Apparatus*, 2023, 59(7):75-86.
- [12] KEFAYATI M, BALDICK R. On optimal operation of storage devices under stochastic market prices[C]//52nd IEEE Conference on Decision and Control. Firenze, Italy. IEEE, 2013:7576-7581.
- [13] 孙哈喆, 陈洁, 梁帅, 等. 基于改进黏菌算法的风光电网双层储能容量优化[J]. *电网与清洁能源*, 2023, 39(5):128-136.
- SUN Hanzhe, CHEN Jie, LIANG Shuai, et al. Optimization of low-level energy storage capacity of grid-connected wind and solar power based on improved slime mold algorithm[J]. *Power System and Clean Energy*, 2023, 39(5):128-136.
- [14] 彭潇. 计及“风—储—荷”的能源局域网络线路功率波动平抑策略研究[D]. 长沙:长沙理工大学, 2017.
- PENG Xiao. Research on power fluctuation suppression strategy of interconnection line in energy local area network considering “wind-storage-load” [D]. Changsha: Changsha University of Science & Technology, 2017.
- [15] AGUIAR N, GUPTA V. An insurance contract design to boost storage participation in the electricity market[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021, 12(1):543-552.
- [16] XU X F, LI G Z, YANG H Y, et al. Pricing method of shared energy storage bias insurance service based on large number theorem[J]. *Journal of Energy Storage*, 2023, 69:107726.
- [17] 李姚旺, 张宁, 张世旭, 等. 面向电力系统的多能源云储能模式: 基本概念与研究展望[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(6):2179-2190.
- LI Yaowang, ZHANG Ning, ZHANG Shixu, et al. Multi-energy cloud energy storage for power systems: basic concepts and research prospects[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(6):2179-2190.
- [18] GAO F, SONG X H, ZHANG Y, et al. Optimal configuration of industrial user-side energy storage considering power demand income in life cycle[C]//2021 China International Conference on Electricity Distribution (CICED). Shanghai, China. IEEE, 2021:768-774.
- [19] 郑慧, 赵昕. 核密度估计在海洋灾害保险纯保费厘定中的应用: 以风暴潮灾害为例[J]. *海洋环境科学*, 2012, 31(4):552-554+560.
- ZHENG Hui, ZHAO Xin. Application of kernel density estimator on pure rate-making for marine disaster insurance—a case storm surge disaster[J]. *Marine Environmental Science*, 2012, 31(4):552-554+560.
- [20] 方健, 林翔, 王红斌, 等. 基于设备实时故障率的配电网停电概率计算方法[J]. *电测与仪表*, 2023, 60(1):116-123.
- FANG Jian, LIN Xiang, WANG Hongbin, et al. Calculation method of outage probability of distribution network based on real-time failure rate of equipment[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2023, 60(1):116-123.
- [21] YEH W C. A simple minimal path method for estimating the weighted multi-commodity multistate unreliable networks reliability[J]. *Reliability Engineering & System Safety*, 2008, 93(1):125-136.
- [22] 朱庆, 林慧婕, 张宇峰. 考虑风电消纳的含P2G-CCS虚拟电厂优化调度[J]. *智慧电力*, 2023, 51(4):77-83.
- ZHU Qing, LIN Huijie, ZHANG Yufeng. Optimal scheduling of virtual power plants with P2G-CCS considering wind power consumption[J]. *Smart Power*, 2023, 51(4):77-83.
- [23] 门向阳, 曹军, 王泽森, 等. 能源互联微网型多能互补系统的构建与储能模式分析[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(19):5727-5737+5929.
- MEN Xiangyang, CAO Jun, WANG Zesen, et al. The constructing of multi-energy complementary system of energy Internet microgrid and energy storage model analysis[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(19):5727-5737+5929.