

# 计及负荷与储能装置协调优化的微网可靠性评估

别朝红,李更丰,谢海鹏

(电力设备电气绝缘国家重点实验室(西安交通大学) 西安 710049)

**摘要** 微网中负荷与储能装置的协调优化是促进可再生能源的利用,提高微网运行经济性的重要手段,但同时将直接改变用户的用电习惯和储能装置的运行特性,进而影响微网的可靠性。本文通过建立负荷与储能装置的协调优化模型,并基于时序蒙特卡洛模拟法,将该模型与微网可靠性评估相结合,实现在微网可靠性评估中计及负荷与储能装置协调优化的影响。此外,定义了新的负荷、储能装置以及微网整体的可靠性指标,对该影响进行定量化评估。通过算例分析,验证了上述模型、方法及指标体系的有效性。计算结果表明,计及负荷与储能装置协调优化影响使得评估更加符合微网的运行实际,对制定合理的微网运行方案,提高其可靠性和经济性具有重要的意义。

**关键词:** 微网 可靠性评估 可靠性指标 负荷与储能装置协调优化 时序蒙特卡罗模拟  
**中图分类号:** TM715

## Reliability Evaluation of Microgrids Considering Coordinative Optimization of Loads and Storage Devices

*Bie Zhaohong, Li Gengfeng, Xie Haipeng*

(State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment  
Xi'an Jiaotong University Xi'an 710049 China)

**Abstract** For microgrids, coordinative optimization of loads and storage devices is an important approach that promotes the utilization of renewable energy and economic operation. However, the optimization directly changes the customers' consumption habits and the operation status of storage devices, and affects the reliability of microgrids. This paper establishes optimization models for loads and storages, which are integrated into the reliability evaluation of microgrids by a sequential Monte Carlo method. The integration realizes the consideration of the coordinative optimization in reliability evaluation of microgrids. Besides, new reliability indices are defined to quantify the impacts of the optimization on the reliability of customers, storage devices and microgrids. Extensive results indicate the effectiveness and accuracy of the presented models and methods. With consideration of the load and storage optimization, the results are of significance to make microgrid operation plans and improve the reliability and economy of microgrids.

**Keywords:** Microgrids, reliability evaluation, reliability indices, coordinative optimization of loads and storage devices, sequential Monte Carlo simulation



$$B_{\text{cust}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^L b_i P_i^l(t) \Delta t \quad (2)$$

式中,  $b_i$  为用户  $i$  的效益系数, 表示单位用电功率给其带来的经济效益, 本文取为研究周期内电价的平均值;  $P_i^l(t)$  为用户  $i$  在  $t$  时刻的用电功率,  $L$  为微网中的总用户数。

$$C_{\text{pur}} = \sum_{t=1}^T \rho_{\text{pur}}(t) P_{\text{pur}}(t) \Delta t \quad (3)$$

式中,  $\rho_{\text{pur}}(t)$  和  $P_{\text{pur}}(t)$  分别是  $t$  时刻微网从配网购电的电价和功率;  $\Delta t$  是时间步长;  $T$  表示研究周期。

$$C_{\text{dg}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^D [a_1 + a_2 P_i^{\text{die}}(t)] \Delta t \quad (4)$$

式中,  $a_1$  和  $a_2$  为常数, 取值分别为 3.258 4 和 175.44<sup>[12]</sup>;  $P_i^{\text{die}}(t)$  是柴油发电机  $i$  在  $t$  时刻的输出功率,  $D$  为微网中柴油机的台数。

### 2.1.2 约束条件

微网的功率平衡是其负荷与储能装置协调优化的基本约束条件, 可表示为

$$P_{\text{pur}}(t) + \sum_{m=1}^R P_m^{\text{re}}(t) + \sum_{i=1}^D P_i^{\text{die}}(t) + \sum_{j=1}^E P_j^{\text{es}}(t) - \sum_{k=1}^L P_k^l(t) = 0 \quad (5)$$

式中,  $P_m^{\text{re}}(t)$  和  $P_j^{\text{es}}(t)$  分别为可再生能源发电机  $m$  和储能装置  $j$  在  $t$  时刻的输出功率, 且  $P_j^{\text{es}}(t)$  可能为正 (储能处于放电状态) 也可能为负 (储能处于充电状态);  $R$  和  $E$  分别为微网中的可再生能源发电机的台数和储能装置的数目。

考虑微网与配电系统联络线的容量限制, 微网的购电功率  $P_{\text{pur}}(t)$  应满足约束

$$0 \leq P_{\text{pur}}(t) \leq P_{\text{pur}}^{\text{max}} \quad (6)$$

式中,  $P_{\text{pur}}^{\text{max}}$  为微网向配电系统的最大购电功率。

此外, 负荷功率和储能装置输出功率也有相应的约束, 以下将具体介绍负荷模型和储能装置模型, 从而确定式 (5) 中的  $P_k^l(t)$  和  $P_j^{\text{es}}(t)$  及其满足的其他约束条件。

## 2.2 负荷模型

对负荷进行合理的调整是负荷与储能装置协调优化的重要部分, 划分负荷优先级是负荷调整的基础。本文依据负荷的重要程度, 将微网中的负荷划分为三类: 关键负荷、可转移负荷和可中断负荷, 并分别建立优化模型。

(1) 关键负荷 (critical load)。关键负荷具有最高的供电优先级, 除非系统的故障造成其与电源的连接中断。一般情况下关键负荷的供电都不会被中断, 因此关键负荷的运行优化模型可以表示为

$$P_{\text{cl}}(t) = \begin{cases} P_{\text{cl}}^r(t) & \text{负荷可以得到供电} \\ 0 & \text{负荷不能得到供电} \end{cases} \quad (7)$$

式中,  $P_{\text{cl}}(t)$  是关键负荷  $t$  时刻的实际用电功率;  $P_{\text{cl}}^r(t)$  是关键负荷  $t$  时刻的额定功率。式 (7) 说明关键负荷的功率不具有可控性, 条件允许时必须保证其供电。

(2) 可转移负荷 (shiftable load)。可转移负荷是指用电需求可以从某个时段转移到另一时段的负荷, 其运行优化模型为

$$\begin{cases} P_{\text{sl}}^{\text{tot}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{sl}}(t) \\ P_{\text{sl}}^{\text{min}}(t) \leq P_{\text{sl}}(t) \leq P_{\text{sl}}^{\text{max}}(t) \end{cases} \quad (8)$$

式中,  $P_{\text{sl}}(t)$ 、 $P_{\text{sl}}^{\text{min}}(t)$  和  $P_{\text{sl}}^{\text{max}}(t)$  分别是可转移负荷  $t$  时刻的实际用电功率、最小和最大用电功率;  $P_{\text{sl}}^{\text{tot}}$  是常数, 表示可转移负荷的总用电功率在研究周期内不变。

(3) 可中断负荷 (interruptible load)。可中断负荷是指用电需求可以随时中断的负荷, 其运行优化模型为

$$P_{\text{il}}^{\text{min}}(t) \leq P_{\text{il}}(t) \leq P_{\text{il}}^{\text{max}}(t) \quad (9)$$

式中,  $P_{\text{il}}(t)$ 、 $P_{\text{il}}^{\text{min}}(t)$  和  $P_{\text{il}}^{\text{max}}(t)$  分别是可中断负荷时刻的实际用电功率, 最小和最大用电功率。由式 (9) 可知, 可中断负荷没有研究周期内总用电功率不变的约束, 其用电优先级最低。

充分利用各类负荷的用电特性, 在不同的系统运行状态 (随机的可再生能源发电功率、元件随机故障等), 对负荷的用电进行优化, 可以实现降低微网运行成本, 提高供电可靠性等目标。

### 2.3 储能装置模型

利用快速充放电的特性, 储能装置 (ES) 在微网中发电功率大于需求时, 存储多余的电量; 而在发电功率不足时, 释放存储的电量以尽可能满足用户的需求。因此, ES 可以平抑微网中可再生能源发电的间歇性, 对维持微网供需平衡具有重要的作用。

#### 2.3.1 储能装置充放电状态表达式

储能装置通常具有两种运行状态: 充电状态和放电状态, 可分别表示如下。

充电状态

$$\begin{cases} 0 < P_{es}(t) \leq P_{es}^{\max} \\ SOC(t+1) = SOC(t) + P_{es}(t)\Delta t \leq SOC_{\max} \end{cases} \quad (10)$$

放电状态

$$\begin{cases} -P_{es}^{\max} \leq P_{es}(t) \leq 0 \\ SOC(t+1) = SOC(t) + P_{es}(t)\Delta t \geq SOC_{\min} \end{cases} \quad (11)$$

式中,  $P_{es}^{\max}$  是储能装置的最大充放电功率;  $SOC$  (State of Charge) 是储能装置的充电状态, 表示其可用电量,  $SOC_{\max}$  和  $SOC_{\min}$  分别是储能装置可用电量的上、下限。本文中, 优化周期是 24h, 可以假设储能装置充放电次数没有过多的限制条件。

#### 2.3.2 储能装置充放电与负荷的协调

储能装置的充放电策略是指储能装置充放电时机, 它应满足系统安全、可靠运行的需要和事前制定的运行规则。通过制定合理的储能装置充放电策略, 可以满足微网运行中的某些特殊要求。本文在储能装置充放电策略中考虑了优先保障重要负荷供电的要求, 并研究了这一要求对可靠性的影响。

值得注意的是, 分布式风力发电和光伏的受其一次能源限制难以调度, 但其出力特性直接影响负荷与储能装置的协调优化, 同时常规分布式电源出力对负荷与储能装置协调优化也有重要的影响。本文在优化中, 考虑了分布式电源随机故障及其输出功率的随机性, 具体模型见参考文献[9]。

## 3 微网可靠性指标体系

微网的负荷与储能装置协调优化将改变用户用电习惯以及储能装置的充放电策略。这些改变对用户和储能装置自身可靠性会产生影响, 同时也会对微网整体的可靠性带来影响。本节分别从用户、储

能装置和微网系统的角度, 定义了新的微网可靠性指标, 用以定量评估负荷与储能装置协调优化给可靠性带来的影响。结合年平均停电频率  $\lambda$ 、平均停电持续时间  $r$ 、年平均停电时间  $U$  以及电量不足期望值  $EENS$  等传统可靠性指标, 形成新的微网可靠性指标体系。

### 3.1 用户指标

引入负荷优化后, 用户的实际用电和原始的需求将产生偏差, 通过定义如下的指标, 可以很好的描述该偏差, 从而定量给出负荷优化管理对用户的影响。

(1) 负荷调整频率指标 (LCFI)。负荷调整频率指标 LCFI 反映用户在研究周期内 (例如一天内), 发生负荷调整的频率。根据负荷调整的趋势 (减小或者增大), LCFI 又可以分为  $LCFI_{\text{down}}$  和  $LCFI_{\text{up}}$

$$\begin{cases} LCFI_{\text{down}} = N_{\text{down}} \\ LCFI_{\text{up}} = N_{\text{up}} \end{cases} \quad (12)$$

式中,  $N_{\text{down}}$  和  $N_{\text{up}}$  分别为研究周期内用户因为负荷优化而减少或增大用电功率的次数。

(2) 负荷调整的持续时间指标 (LCDI)。负荷变化的持续时间指标 LCDI 反映研究周期内, 用户用电功率处于减小或者增大状态的持续时间, 可以分别用  $LCDI_{\text{down}}$  和  $LCDI_{\text{up}}$  表示为

$$\begin{cases} LCDI_{\text{down}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{down}}} T_{\text{down}i} \\ LCDI_{\text{up}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{up}}} T_{\text{up}i} \end{cases} \quad (13)$$

式中,  $T_{\text{down}i}$  为用电功率第  $i$  次处于减小状态的持续时间;  $T_{\text{up}i}$  为第  $i$  次处于增大状态的持续时间。

(3) 负荷调整电量指标 (LCEI)。负荷变化电量指标 LCEI 反映用户在研究周期内, 用电量变化的总量为

$$LCEI = \sum_{i=1}^{N_{\text{down}}+N_{\text{up}}} |\Delta E_i| \quad (14)$$

式中,  $\Delta E_i$  是第  $i$  次负荷调整中改变的用电量, 其可能为负 (用户用电功率减小) 也可能为正 (用户用电功率增大)。

### 3.2 储能装置指标

引入负荷与储能装置协调优化后, 储能装置的

充放电策略将发生改变,从而改变放电次数和放电深度,对其寿命产生影响<sup>[15]</sup>。对此,本文定义了新的储能装置可靠性指标,定量评估微网的负荷与储能协调优化对储能装置放电次数及深度的影响。

(1) 放电次数指标 (DTI)。放电次数指标 DTI 反映储能装置在研究周期内的放电次数。

(2) 平均放电深度指标 (DDI)。平均放电深度是指储能装置在研究周期内的平均每次放电释放的电量,可以用如下公式表示为

$$DDI = \frac{1}{DTI} \sum_{i=1}^{DTI} ED_i \quad (15)$$

式中,  $ED_i$  为储能装置第  $i$  次放电过程中释放的电量。

### 3.3 微网指标

负荷与储能装置的协调优化是从微网整体的运行效益最大化出发,对负荷以及储能装置进行优化控制。因此,需要从微网整体角度定义合适的可靠性指标,反映协调优化对微网可靠性的影响。微网供电可用率和缺供电量是反映微网可靠性的重要指标,以下分别予以介绍。

(1) 微网供电可用率 (MSAP)。微网供电可用率 MSAP 表示研究周期内用户不停电的小时总数与用户要求的总供电时间之比,其数学表达式为

$$MSAP = \frac{1}{T_{tot}} \left( T_{tot} - \sum_{i=1}^{N_{inf}} T_{inf i} \right) \quad (16)$$

式中,  $N_{inf}$  为微网发生供电不足的次数;  $T_{inf i}$  为第  $i$  次供电不足的持续时间;  $T_{tot}$  为研究周期。

(2) 微网缺供电量指标 (MESI)。微网缺供电量指标 MESI 是指研究周期内微网总供电量与负荷要求的总用电量之间的差额,其数学表达式为

$$MESI = \sum_{i=1}^{N_{inf}} E_{inf i} \quad (17)$$

式中,  $E_{inf i}$  为微网第  $i$  次出现供电不足时的缺供电量。

## 4 考虑负荷与储能装置协调优化的微网可靠性评估

如图 2 所示,本文将微网的负荷与储能装置协调优化过程与可靠性评估,通过时序蒙特卡罗模拟

法有机结合。以下将分别介绍考虑负荷与储能装置协调优化的微网可靠性评估框架的各个模块。

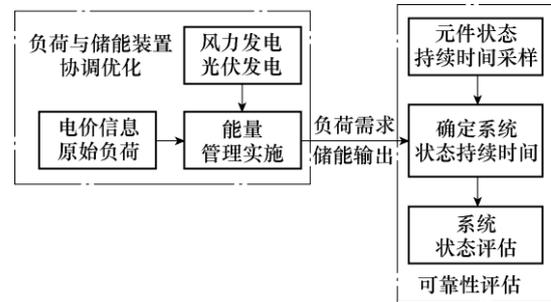


图 2 考虑负荷与储能协调优化的微网可靠性评估  
Fig.2 Reliability evaluation of microgrids considering the optimization of loads and storage devices

### 4.1 协调优化模型的求解

如图 2 所示,通过实施负荷与储能装置协调优化可以获得优化后的负荷需求以及储能装置输出,它们随后被嵌入到可靠性评估的过程中,从而实现在可靠性评估过程中计及优化管理的影响。

通过合理的选择时间步长,协调优化问题成为多时段决策优化问题,运行优化的目标函数及约束条件如式(1)~式(11)所示,本文采用 LINDO API<sup>[16]</sup>软件包对这一问题进行求解,过程如下:

(1) 初始化负荷与储能装置协调优化的周期和时间步长,设周期为 24h,时间步长为 1h。因此,负荷与储能装置的协调优化实际上为微网提供了优化的日前运行计划。

(2) 根据系统电价信息,确定目标函数中的系数  $\rho_{pur}(t)$ ; 根据分布式电源功率输出模型确定光伏和风力发电的出力。

(3) 根据公式(2)~式(11)对优化问题的约束条件进行初始化。

(4) 调用 LINDO API 求解该多时段优化问题,得到优化后的负荷需求和储能装置输出。

### 4.2 元件状态采样

本文采用时序蒙特卡罗模拟法实现考虑负荷与储能装置协调优化的微网可靠性评估,该方法主要包括元件状态采样以及系统状态评估等模块。

元件状态采样基于元件的两状态可靠性评估模型,设元件故障率和修复时间均为指数分布,元件的无故障工作时间 (Time to Failure, TTF) 和修复时间 (Time to Repair, TTR) 可以由如下公式采样获得。

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln \beta_1 \quad (18)$$

$$TTR = -r \ln \beta_2 \quad (19)$$

式中,  $\lambda$  和  $r$  分别是元件的平均故障率和平均修复时间;  $\beta_1$  和  $\beta_2$  是区间  $[0, 1]$  上均匀分布的随机数。

### 4.3 系统状态评估

通过综合微网中所有元件的状态持续时间以及负荷与储能装置协调优化的结果, 就能确定系统的状态。其中, 负荷与储能装置的状态每小时更新一次, 其他元件的状态更新取决于其  $TTF$  和  $TTR$ 。因此, 系统状态的改变可以由两种原因引起: 负荷与储能装置协调优化导致的系统状态变化和元件随机故障导致的系统状态变化。

对于负荷与储能装置协调优化导致的系统状态变化, 系统状态评估的主要步骤是对第 3 节定义的各种指标进行更新, 同时对应更新负荷和储能装置的状态。

对于元件故障引起的系统状态变化, 本文采用一种结合开关动作与最小路的仿真方法实现系统状态的评估。首先, 根据系统的拓扑结构确定每一个负荷节点的最小路(详细过程见参考文献[9]), 其中断路器、隔离开关和熔断器等开关也作为一个元件包含在最小路中。在仿真过程中, 开关动作过程由事先制定的故障处理机制决定, 进而故障对负荷的影响可以通过开关的动作过程和分析最小路的通断来确定。

值得注意的是, 负荷与储能装置协调优化引起的系统状态变化和元件故障引起的系统状态变化并非完全孤立的, 它们之间会产生相互的影响。优化管理将改变负荷需求以及储能装置运行状态, 从而改变因元件故障而引起的负荷削减, 进而影响最终的可靠性指标; 元件故障将影响负荷与电源的连通性, 进而影响负荷与储能装置协调优化的输入条件。基于本文提出的计及负荷与储能装置协调优化的微网可靠性评估框架, 这种相互影响可以得到定量的评估, 以下将具体介绍可靠性评估的步骤。

### 4.4 可靠性评估过程

(1) 读入数据并初始化仿真过程。生成所有元件的无故障工作时间  $TTF$ , 并确定最小的  $TTF$  (表示为  $MD$ )。

(2) 分别初始化年和天的仿真计数器 ( $y=0$ ,  $d=0$ )。

(3) 基于给定的模型预测未来一天风力和光伏

的输出功率, 根据历史数据得到未来一天的负荷和电价信息; 各项数据均为时序序列, 时间步长为 1h。

(4) 初始化小时仿真计数器 ( $h=0$ )。

(5) 求解第  $d$  天的协调优化问题, 确定  $h$  时刻的负荷需求及储能装置运行状态; 正是通过此步骤, 协调优化带来的负荷与储能装置状态的改变得以在可靠性评估中体现, 从而实现计及协调优化影响的微网可靠性评估。

(6) 令  $MD=MD-1$ 。如果  $MD<0$ , 则系统下次的状态变化是由于元件故障或者修复引起的。先通过系统状态评估确定其影响, 然后根据涉及的元件的两状态模型, 更新  $MD$ 。

(7) 令  $h=h+1$ , 如果  $h<24$ , 转向 (5)。

(8) 令  $d=d+1$ , 如果  $d<365$ , 转向 (3)。

(9) 令  $y=y+1$ , 如果仿真结束条件(仿真时长满足要求或指标精度满足要求)没有达到, 转向(2)。

(10) 计算负荷, 储能装置以及微网整体的可靠性指标。

(11) 仿真结束。

## 5 算例分析

本节将上述模型及方法应用于 RBTS 标准可靠性测试系统, 以验证模型及算法的有效性, 并对通过算例结果分析, 进一步研究负荷与储能装置协调优化对微网可靠性的影响。

### 5.1 测试系统及算例

#### 5.1.1 测试系统

本文在 RBTS Bus6 F4 系统<sup>[17]</sup>中配置了一个微网, 将修改后的系统作为测试系统, 其具体结构如图 3 所示。该微网包含 1 台风力发电机, 1 个光伏发电系统和 1 台柴油发电机, 容量分别为 1MW、0.6MW、0.3MW; 另外, 还为风电和光伏分别配置了两个储能装置, 容量均为 0.24MW h, 最大充放电功率均为 0.08MW。微网中有 5 个负荷节点, 其中关键负荷为 LP36 和 LP38, 可转移负荷为 LP37 和 LP40, 可中断负荷为 LP39; 总平均负荷功率为 1.6MW, 占电源容量的 77.67%。

系统中元件故障率和修复时间、线路长度等可靠性参数见文献[17]; 原始的时序负荷曲线由文献[18]中介绍的方法获得; 微网的购电电价采用文献[19]介绍的工具有获得。

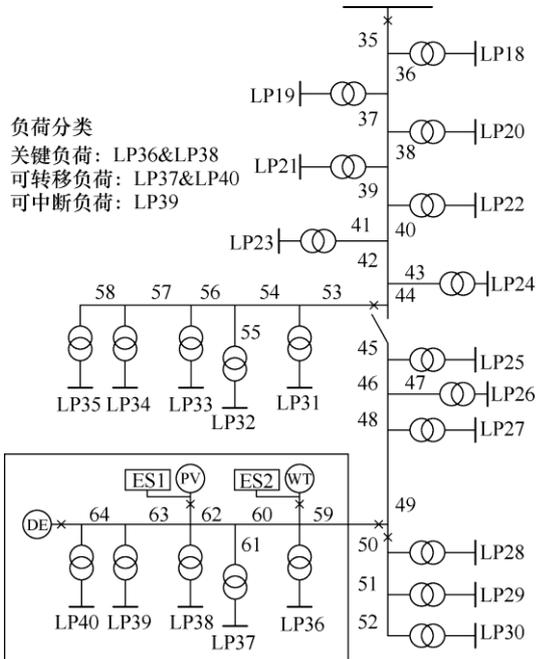


图3 修改后的 RBTS Bus6 F4 系统

Fig.3 Modified RBTS Bus6 F4 test system

### 5.1.2 算例

本文设计了四种不同的计算算例，以分析负荷与储能装置协调优化对可靠性的影响。各个算例定义见表1。

表1 不同的算例  
Tab.1 Different cases

	负荷优化	储能装置充放电优化
Case 1	No	No
Case 2	No	Yes
Case 3	Yes	No
Case 4	Yes	Yes

表中显示，当负荷优化管理有效时，可转移负荷与可中断负荷将基于优化管理模型得到优化，而当负荷优化管理无效时，负荷不发生改变。同理，当储能装置充放电优化有效时，储能装置将优先于非关键负荷充电，而当储能装置充放电优化无效时，储能装置运行仅遵守其容量约束，以保持功率平衡为运行目标。

## 5.2 结果及分析

本文选取电量不足期望值 (EENS) 的方差系数  $\sigma$  作为蒙特卡洛时序仿真的收敛判据，并且设定  $\sigma=0.05$ 。以下将从传统可靠性指标、负荷与储能装置协调优化的效益及可靠性新指标等方面对仿真结果进行分析。

### 5.2.1 传统可靠性指标

负荷的传统可靠性指标包括年平均停电频率  $\lambda$ ，停电持续时间  $r$ ，年平均停电时间  $U$  以及电量不足期望值  $EENS$ 。各类负荷在不同算例下的指标见表2~表4。

表2 关键负荷 (LP36) 可靠性指标  
Tab.2 Critical load (LP36) reliability indices

	$\lambda$ /(次/年)	$r$ /(h/次)	$U$ /(h/年)	$EENS$ /(MW h/年)
Case 1	0.658 1	6.108 5	4.020 4	0.687 5
Case 2	0.397 9	8.948 7	3.560 7	0.631 0
Case 3	0.403 0	8.935 4	3.601 0	0.631 8
Case 4	0.257 5	13.13 7	3.383 8	0.599 2

从表2可以看出，负荷与储能装置协调优化 (Case4) 可以明显提高关键负荷的供电可靠性， $\lambda$  指标较无优化时 (Case1) 减小了 60.87%；仅实施储能装置充放电优化时 (Case2)， $\lambda$  减小 39.54%，仅负荷优化时 (Case3)， $\lambda$  减小 38.76%。可见，无论是负荷与储能装置的协调优化，负荷或储能装置单独优化关键负荷可靠性均能得到改善。

表3 可转移负荷 (LP37) 可靠性指标  
Tab.3 Shiftable load (LP37) reliability indices

	$\lambda$ /(次/年)	$r$ /(h/次)	$U$ /(h/年)	$EENS$ /(MW h/年)
Case 1	2.535 7	3.899 4	9.887 7	2.972 0
Case 2	2.739 8	5.964 6	16.34 1	5.010 4
Case 3	1.333 3	4.810 6	6.414 1	3.576 9
Case 4	2.709 1	5.015 1	13.58 6	4.509 0

表4 可中断负荷 (LP39) 可靠性指标  
Tab.4 Interruptible load (LP39) reliability indices

	$\lambda$ /(次/年)	$r$ /(h/次)	$U$ /(h/年)	$EENS$ /(MW h/年)
Case 1	2.413 2	4.543 3	10.964	1.856 2
Case 2	2.719 3	6.829 2	18.571	3.251 0
Case 3	1.267 6	6.390 4	8.101 0	2.347 0
Case 4	2.699 3	6.929 2	18.704	3.155 9

从表3和表4可以看出，①负荷与储能装置协调优化 (Case4) 使得可转移负荷和可中断负荷可靠性有所降低， $\lambda$  指标较无优化时 (Case1) 分别增加了 6.84% 和 11.86%；②仅实施储能充放电优化时

(Case2), 可转移负荷和可中断负荷可靠性也有所降低,  $\lambda$ 较无优化时 (Case1) 分别增加了 8.05% 和 12.68%; ③仅实施负荷优化时 (Case3), 可转移负荷和可中断负荷 $\lambda$ 较无优化时 (Case1) 分别减小了 47.42% 和 47.47%。

综合表 2~表 4 的结果可知: 通过对可转移负荷和可中断负荷的优化可以改善各类负荷的可靠性; 通过优化储能装置的充放电策略能够提高关键负荷供电的可靠性, 但可能导致可转移负荷和可中断负荷可靠性变差。

5.2.2 新可靠性指标及协调优化的效益

如前所述, 本文分别定义了用户、储能装置及微网的新可靠性指标, 同时在仿真过程中统计了负荷与储能装置优化管理对微网运行效益的影响。以下给出评估结果, 并予以分析。

(1) 用户可靠性新指标及分析

图 4 和图 5 以某天为例, 分别给出可转移负荷和可中断负荷的时序曲线。其中, Case1 表示原始负荷曲线; Case3 仅考虑了负荷优化; Case4 中考虑了负荷与储能装置的协调优化。为方便分析, 图 4 还给出了对应的购电电价曲线。

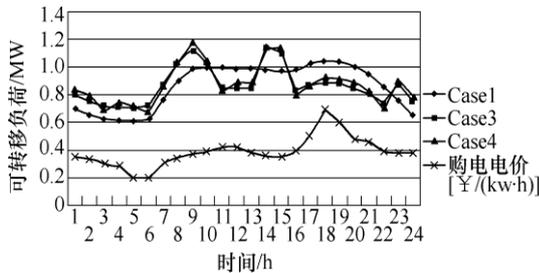


图 4 不同算例下的可转移负荷曲线

Fig.4 Shift-able load curves in different cases

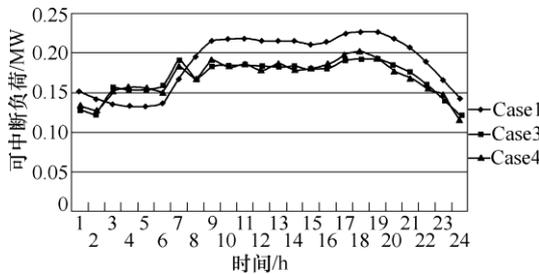


图 5 不同算例下的可中断负荷曲线

Fig.5 Interruptible load curves in different cases

从图 4 和图 5 可以看出: ①负荷优化对用户的用电行为有明显的影 响, 负荷曲线与原始曲线相比发生明显的变化; ②优化后的负荷曲线与购电电价

配合程度高, 图 4 中, 可转移负荷在电价高峰时段 9:00~13:00 和 16:00~22:00 处于降低用电需求的状态, 而电价低谷时段, 处于增加用电需求的状态, 同时由于其功率上、下限的约束, 负荷的变动范围均在一定范围内; ③由图 5 可以看出, 可中断负荷供电优先级较低, 当购电电价高于 0.33 ¥/(kW h) 时, 一直处于降低用电需求的状态。

上述曲线直观地反映了负荷优化对用户负荷曲线的影响, 本文定义的用户可靠性新指标则可进一步量化这些影响, 各项指标的评估结果见表 5。

表 5 用户可靠性新指标

Tab.5 The new customer reliability indices

	LCFI/(次/天)		LCDI/(h/天)		LCEI/(MW h/天)
	down	up	down	up	
Case 3	1.182 9	1.361 4	19.16 5	4.836 1	2.487 5
Case 4	1.272 6	1.482 1	19.06 2	4.938 6	2.487 6

由表 5 可知, 当考虑储能装置充电优化时 (Case4), 负荷需要更加频繁地调整用电。向上和向下的调整频率分别增加了 8.87% 和 7.58%; 向上调整持续时间增加了 2.12%, 向下调整持续时间减少了 0.54%。由于可转移负荷用电总量不变的约束, 调整的电量几乎不受影响。

(2) 储能可靠性新指标及分析

以某天为例, 储能装置各个算例下的充电状态 SOC 曲线 (反映储能装置剩余电量) 如图 6 所示。

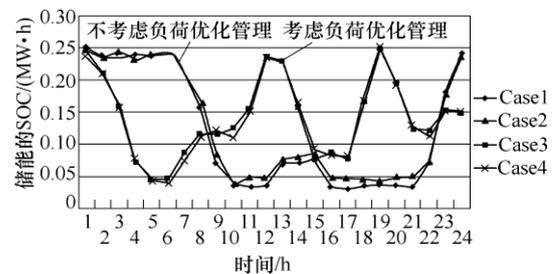


图 6 不同算例下储能装置的 SOC 运行曲线

Fig.6 Storage SOC curves in different cases

从图 4~图 6 可以看出: ①储能装置 SOC 曲线与负荷曲线配合程度较高。例如 Case1 中, 负荷需求上升时段 6:00~9:00 和 15:00~18:00, 储能装置放电; 负荷需求下降阶段, 储能装置充电。②考虑负荷优化后 (Case3 和 Case4), 负荷需求变化频繁, 储能装置充放电频率也有所增加, 但充放电深度下降。

基于本文定义的储能装置可靠性新指标, 可以定量反映不同算例下储能装置放电频率和深度的变化, 从而评估负荷与储能装置协调优化对储能装置的影响, 评估结果见表6。

表6 储能装置可靠性指标

Tab.6 Reliability indices of the new storage devices

	负荷	储能装置	<i>DTI</i> / (次/天)	<i>DDI</i> / (MW h/次)
	优化管理	充放电优化		
Case 1	No	No	3.125 7	0.159 1
Case 2	No	Yes	3.124 5	0.159 2
Case 3	Yes	No	3.536 2	0.152 0
Case 4	Yes	Yes	3.535 2	0.152 0

从表6可以看出: ①相比于Case1和Case2, 实施负荷优化后(Case3和Case4), 储能装置放电频率增加11.60%, 放电深度下降4.67%; ②Case1与Case2结果很接近, 类似的Case3与Case4的结果也十分接近。说明影响储能装置放电频率和放电深度的主要因素是负荷优化, 因储能装置充放电策略的优化只是调整储能装置充电与非关键负荷供电的优先级, 不会对其放电频率和深度造成明显的影响。在微网运行优化中应当充分利用这一特点, 通过优化储能装置的充放电策略, 提高关键负荷的供电可靠性。

### (3) 微网新可靠性指标及运行效益

微网新可靠性指标及运行效益见表7, 其中微网供电可用率*MSAP*和缺供电量*MESI*反映微网可靠性, 而购电费用和运行效益反映微网经济性; *MSAP*和运行效益越高越好, *MESI*和购电费用越低越好。

表7 微网可靠性新指标及其效益

Tab.7 The new microgrid reliability indices

	<i>MSAP</i>	<i>MESI</i> /	购电费用/	运行效益/
		(MW h/天)	(¥/天)	(¥/天)
Case 1	0.999 11	3.15	1 186.22	284.15
Case 2	0.998 66	3.18	1 187.19	284.01
Case 3	0.999 36	2.84	944.44	436.75
Case 4	0.998 79	2.91	945.47	435.92

从表7可以看出: ①实施储能装置充放电策略优化(Case2和Case4)会略微降低微网可靠性和经济性。对比Case1和Case2的结果可知, *MSAP*和

运行效益均降低0.05%, *MESI*和购电费用分别增加0.95%和0.08%; ②实施负荷优化(Case2和Case4)可以改善微网的*MSAP*, *MESI*, 购电费用以及运行效益。对比Case3和Case1可知, 实施负荷优化后, *MSAP*、*MESI*、购电费用以及运行效益分别改善0.03%, 9.84%, 20.38%和53.70%。

值得注意的是, 实施储能装置充放电优化的影响与其优化策略密切相关。本文中, 储能装置充、放电优化是调整其与非关键负荷供电的优先级, 因此实施储能装置充放电优化对微网整体影响很小, 但对负荷的可靠性以及调整频率等指标有明显的影响。

## 6 结论

首先介绍了微网中负荷与储能装置的协调优化模型; 然后从用户、储能装置及微网角度定义了新的可靠性指标; 接着基于时序蒙特卡罗法介绍了计及负荷与储能装置协调优化的微网可靠性评估。最后, 通过算例分析验证了所提模型和算法的有效性, 并得到以下结论:

(1) 考虑负荷与储能装置协调优化后, 负荷传统可靠性指标出现明显的变化, 可见负荷与储能装置协调优化对负荷可靠性有明显的影响, 在可靠性评估中需要计及这种影响。

(2) 仅实施负荷优化可以改善各类负荷的可靠性, 而仅实施储能装置充放电优化能改善关键负荷的可靠性, 但可能降低非关键负荷的可靠性。

(3) 实施储能充放电优化将增加用户调整负荷的频率; 而实施负荷优化会增加储能放电频率, 同时降低其放电深度。本文定义的新指标可以清晰地反映上述相互影响。

(4) 优化储能装置充电与非关键负荷供电的优先级对微网整体指标没有明显的影响, 而负荷优化可以明显改善微网的缺供电量、购电费用和运行效益指标。

## 参考文献

- [1] Lasseter R H, Akhil A, Marnay C, et al. Integration of distributed energy resources[J]. The CERTS Microgrid Concept, 2002.
- [2] Lasseter R H, Paigi P. Microgrid: a conceptual solution[C]. 2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference, PESC 04, 2004, 6: 4285-4290.

- [3] 别朝红, 李更丰, 王锡凡. 含微网的新型配电系统可靠性评估综述[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(1): 1-6.  
Bie Zhaohong, Li Gengfeng, Wang Xifan. Review on reliability evaluation of new distribution system with micro-grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(1): 1-6.
- [4] 陈昌松. 光伏微网的发电预测与能量管理技术研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2011.
- [5] 张颖媛. 微网系统的运行优化与能量管理研究[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2011.
- [6] 陈昌松, 段善旭, 蔡涛, 等. 基于改进遗传算法的微网能量管理模型[J]. 电工技术学报, 2013, 28(4): 196-201.  
Chen Changsong, DuanShanxu, Cai Tao, et al. Microgrid energy management model based on improved genetic arithmetic[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(4): 196-201.
- [7] 刘天琪, 江东林. 基于储能单元运行方式优化的微电网经济运行[J]. 电网技术, 2012, 36(1): 45-50.  
Liu Tianqi, Jiang Donglin. Economic operation of microgrid based on operation mode optimization of energy storage unit[J]. Power System Technology, 2012, 36(1): 45-50.
- [8] 周念成, 邓浩, 王强钢, 等. 光伏与微型燃气轮机混合微网能量管理研究[J]. 电工技术学报, 2012, 27(1): 74-84.  
Zhou Niancheng, Deng Hao, Wang Qianggang, et al. Energy management strategy of PV and micro-turbine hybrid micro-grid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(1): 74-84.
- [9] Bie Zhaohong, Zhang Peng, Li Gengfeng, et al. Reliability evaluation of active distribution system including microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(4): 2342-2350.
- [10] 罗奕, 王钢, 汪隆君. 微网可靠性评估指标研究[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(5): 9-14.  
Luo Yi, Wang Gang, Wang Longjun. Reliability evaluation indices for microgrids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(5): 9-14.
- [11] 梁惠施, 程林, 刘思革. 基于蒙特卡罗模拟的含微网配电网可靠性评估[J]. 电网技术, 2011, 35(10): 76-81.  
Liang Huishi, Cheng Lin, Liu Sige. Monte Carlo simulation based reliability evaluation of distribution system containing microgrids[J]. Power System Technology, 2011, 35(10): 76-81.
- [12] 朱博, 陈民铀, 徐瑞林, 等. 孤岛模式下的微网优化运行策略[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(17): 35-40.  
Zhu Bo, Chen Minyou, Xu Ruilin, et al. An optimal operation strategy of islanded microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(17): 35-40.
- [13] <http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/>[OL].
- [14] Marion B, Urban K. Users manual for TMY2s: typical meteorological years derived from the 1961-1990 national solar radiation data base[M]. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO(United States), 1995.
- [15] 施琳, 罗毅, 涂光瑜, 等. 考虑风电场可调度性的储能容量配置方法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 120-127, 134.  
Shi Lin, Luo Yi, Tu Guangyu, et al. Energy storage sizing method considering dispatchability of wind farm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 120-127, 134.
- [16] <http://www.lindo.com/>[OL].
- [17] Billinton R, Jonnavithula S. A test system for teaching overall power system reliability assessment [J]. IEEE Transaction on Power Systems, 1996, 11(4): 1670-1676.
- [18] Subcommittee P M. IEEE reliability test system[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1979(6): 2047-2054.
- [19] A Deoras. Electricity Load and Price Forecasting Webinar Case Study”, May 06, 2011[OL]. Available: <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/28684-electricity-load-and-price-forecasting-webinar-case-study>.

---

作者简介: 别朝红 女, 1970 年生, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统规划及可靠性评估和新能源接入系统研究。李更丰男, 1984 年生, 博士研究生, 研究方向为含微网配电系统可靠性评估。