

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.191422

考虑灵活性的孤岛微电网群分层能量管理策略

张志文, 李华强

(四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

摘要: 彼此临近的孤岛微电网形成孤岛微电网群, 可通过能量互济实现不同源荷特性的微电网之间的资源优化分配, 进而提升区域电网运行的经济性、可靠性和可再生能源利用率。针对孤岛微电网群的能量管理问题, 基于多代理系统, 建立了孤岛微电网群分层能量管理架构。建立了灵活性指标评估可再生能源出力不确定性对系统运行的影响, 在此基础上, 构建了微电网层多目标优化能量管理策略和集群层能量分配策略。采用宽容分层序列法对线性化后的模型进行求解。最后以四个微电网组成的孤岛微电网群为例, 验证了所提能量管理策略的有效性。

关键词: 孤岛微电网群; 能量管理; 多代理系统; 灵活性指标; 多目标优化

A hierarchical energy management strategy for an island microgrid cluster considering flexibility

ZHANG Zhiwen, LI Huaqiang

(College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Island microgrids adjacent to each other form an island microgrid cluster, which can realize optimal resource allocation among microgrids with different source-load characteristics through energy sharing, thereby improving economic performance, reliability and renewable energy utilization of regional power system operation. To solve the energy management problem, a hierarchical energy management architecture of the island microgrid cluster is established based on a multi-agent system. On this basis, the risk of flexibility shortage index is introduced to evaluate the impact of renewable energy output uncertainty on system operation. A multi-objective optimization energy management strategy and a cluster layer energy allocation strategy are constructed. The linearized model is solved by the tolerant lexicographic method. Finally, an island microgrid cluster consisting of four microgrids is taken as an example to verify the effectiveness of the proposed energy management strategy.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 52170018000S).

Key words: island microgrid cluster; energy management; multi-agent system; flexibility index; multi-objective optimization

0 引言

微电网作为一种集“源-荷-储”于一体的微型能源系统, 通过内部调控, 能够应对大量分布式电源接入后对配电系统带来的安全、稳定问题, 进而提高配电系统对分布式可再生能源的接纳能力和利用效率^[1-3]。在此基础上, 若多个相邻的微电网存在 1) 不同投资主体、不同运行目标或者不同可再生能源条件; 2) 进行电气、控制、信息和资金等方面交互的意愿; 3) 通过合作实现共同目标的需求, 则可将微电网经由中低压配电线路连接构成互联互通的

一体化网络, 即微电网群^[4]。微电网群可使不同微电网之间互补协调运行, 有效弥补分布式电源的分散性、随机性、间歇性和波动性, 进一步提高配电系统对分布式能源的消纳能力和供电可靠性^[5]。从微电网群的运行模式上划分, 可分为并网型和孤岛型两类, 并网型一般通过联络线接入配网, 可与配网进行能量交易^[6]。孤岛型主要应用于两种情况下: 第一, 距离配电网遥远或因地理自然环境等因素而难以接入系统的边远地区、海岛等孤立区域; 第二, 当电网出现严重故障时, 为保证关键负荷可靠供电而断开与配电网电气连接进入孤岛运行。由于缺少与外界电网的交互, 孤岛型微电网群的运行更易受系统内资源调配方式的影响, 研究其内部能量协同

管理机制对孤岛微电网群的经济性和可靠性都有着重要的意义。

微电网的能量管理是一个优化与决策的过程,在现有对微电网群管理和控制的研究中,其模型可分为三类:集中式、分层式和分布式^[7]。集中式将全系统视作整体,由中心节点统一从所有的网络节点收集与该优化决策问题相关的数据,并计算该优化问题的最优决策。文献[8-9]使用集中式优化,分别建立了考虑运行成本最小化的多微电网能量管理模型,但是其所有决策均依赖中心控制器,可靠性较差。在分层式架构中,下层控制器操作局部数据进行局部优化计算,然后将局部计算结果反馈至上层计算节点。而分布式优化是一种完全去中心化的架构,依赖于各控制器间的信息交互。在分层式和分布式优化中,由于需要各控制单元进行交互完成决策,文献[10-11]引入多代理系统(Multi-agent System),对微电网的能量管理问题进行建模与优化。

微电网中接入了大量风机和光伏组件等可再生能源发电设备,其出力不确定性对系统高效、可靠和经济运行造成的影响不容忽视。以往研究的关注点多在于考虑某一时刻的不确定性对系统运行进行优化^[12-13]。但由于气象条件和预测水平的双重不确定性,系统净负荷的短时波动使得净负荷呈现随时间变化的“鸭型曲线”形态^[14],这一变化对系统运行备用的调控方式带来了新的挑战。制定运行调度方案时,在满足电力平衡的基础上,还需关注“源-荷-储”互动的灵活性供需平衡^[15-16]。对此,文献[17]提出灵活性需求时空二维特性,以爬坡时间裕度作为衡量机组爬坡能力的指标,指导常规机组调度。文献[18]考虑柴油发电机的灵活性调节水平和可平移负荷,提出灵活性不足率指标,建立了孤岛微电网日前调度模型。

现有对微电网能量管理的研究多侧重于单个微电网的经济运行,未充分考虑不同利益主体组成的微电网群系统的协同运行、能量交互以及微电网群的运行灵活性。

本文针对孤岛微电网群系统,建立灵活性不足风险指标评估风、光伏发电不确定性对系统运行的影响,以运行成本最低、灵活性不足风险最小以及灵活性资源调用成本最小为微电网自治运行目标。在此基础上,考虑各微电网的差异性和自治性需求,构建孤岛微电网群分层分阶段能量管理模型。

1 微电网运行灵活性

电力系统运行灵活性,可用于表征电力对不确定性的应对能力。其具有方向性、多时空性、

状态相依性、双向转化性和概率特性^[19-20]。本文从供需匹配的角度出发,将微电网灵活性视作在某一特定时间窗口内,灵活性需求与灵活性供给的匹配程度。对于孤岛微电网系统,灵活性需求是指在特定时间窗口内负荷及可再生能源波动所引起的净负荷波动量,并且根据波动方向可分为上行灵活性需求 FRU 和下行灵活性需求 FRD ,其表达式为

$$FRU(t, \Delta t) = \max\{P_{\text{var}}(t, \Delta t) + P_{\text{un}}(t, \Delta t), 0\} \quad (1)$$

$$FRD(t, \Delta t) = \max\{-P_{\text{var}}(t, \Delta t) - P_{\text{un}}(t, \Delta t), 0\} \quad (2)$$

$$P_{\text{var}}(t, \Delta t) = \overline{P_{\text{net}}}(t + \Delta t) - \overline{P_{\text{net}}}(t) \quad (3)$$

$$\overline{P_{\text{net}}}(t) = \overline{P_{\text{LD}}}(t) - \overline{P_{\text{PV}}}(t) - \overline{P_{\text{WIND}}}(t) \quad (4)$$

式中: $P_{\text{var}}(t, \Delta t)$ 为净负荷在 t 到 $t + \Delta t$ 时间段的波动值, 不确定性部分 $P_{\text{un}}(t, \Delta t)$ 为净负荷预测值误差波动范围。 $\overline{P_{\text{net}}}(t)$ 、 $\overline{P_{\text{net}}}(t + \Delta t)$ 分别为 t 和 $t + \Delta t$ 时刻净负荷预测值的期望值, $\overline{P_{\text{LD}}}(t)$ 为 t 时刻负荷功率预测的期望值; $\overline{P_{\text{PV}}}(t)$ 、 $\overline{P_{\text{WIND}}}(t)$ 分别为 t 时刻光伏发电和风机发电出力预测的期望值。在孤岛运行方式下,微电网灵活性供给主要由传统机组(如柴油机这类的可控分布式电源(Controllable Distributed Generator, CDG)和储能系统(Energy Storage System, ESS)的可调控裕度构成。

与灵活性需求相对应,灵活性供给也分为上调灵活性供给和下调灵活性供给。对于 CDG, 其上调、下调灵活性裕度 FPU_{CDG} 和 FPD_{CDG} 分别为

$$FPU_{\text{CDG}}(t, \Delta t) = \sum_{i=1}^I \min\{P_{\text{CDG},i}^{\text{max}} - P_{\text{CDG},i}(t), R_{\text{CDG},i}^{\text{U,max}} \Delta t\} \quad (5)$$

$$FPD_{\text{CDG}}(t, \Delta t) = \sum_{i=1}^I \min\{P_{\text{CDG},i}(t) - P_{\text{CDG},i}^{\text{min}}, R_{\text{CDG},i}^{\text{D,max}} \Delta t\} \quad (6)$$

式中: $P_{\text{CDG},i}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{CDG},i}^{\text{min}}$ 和 $P_{\text{CDG},i}(t)$ 分别为第 i 个 CDG 最大、最小输出功率和 t 时刻输出功率, $R_{\text{CDG},i}^{\text{U,max}}$ 、 $R_{\text{CDG},i}^{\text{D,max}}$ 分别为第 i 个 CDG 的最大向上和向下爬坡率。对于 ESS, 其灵活性裕度为

$$FPU_{\text{ESS}}(t, \Delta t) = \sum_{i=1}^I \min\{P_{\text{ESS},i}^{\text{max}} - P_{\text{ESS},i}^{\text{c}}(t) - P_{\text{ESS},i}^{\text{d}}(t), P_{\text{ESS},i}^{\text{SOC}_{\text{min}}}(t, \Delta t) - P_{\text{ESS},i}^{\text{c}}(t) - P_{\text{ESS},i}^{\text{d}}(t)\} \quad (7)$$

$$FPD_{\text{ESS}}(t, \Delta t) = \sum_{i=1}^I \min\{P_{\text{ESS},i}^{\text{c}}(t) + P_{\text{ESS},i}^{\text{d}}(t) - P_{\text{ESS},i}^{\text{min}}, P_{\text{ESS},i}^{\text{c}}(t) + P_{\text{ESS},i}^{\text{d}}(t) - P_{\text{ESS},i}^{\text{SOC}_{\text{max}}}(t, \Delta t)\} \quad (8)$$

式中: $P_{\text{ESS},i}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{ESS},i}^{\text{min}}$ 分别为储能出力的最大值与最小值; $P_{\text{ESS},i}^{\text{SOC}_{\text{max}}}(t)$ 、 $P_{\text{ESS},i}^{\text{SOC}_{\text{min}}}(t)$ 分别为从当前荷电状态充电至上限 SOC_{max} 和放电至下限 SOC_{min} 的功率; $P_{\text{ESS},i}^{\text{c}}(t)$ 为第 i 个储能单元在 t 时刻的充电功率;

$P_{ESS,i}^d(t)$ 为第 i 个储能单元在 t 时段的放电功率。

在衡量灵活性对系统运行的影响时, 应综合考虑灵活性供需不匹配时存在的缺额以及上、下调灵活性缺额带来的不同潜在风险的严重程度。为此, 本文基于机会约束目标规划(Chance Constrained Goal Programming, CCGP)^[21], 建立灵活性不足风险指标(Risk of Flexibility Shortage, RFS)。该指标可以反映上调和下调灵活性不足对系统运行带来的风险程度, 并将被引入到后文微电网层调度模型的目标函数中以衡量不确定性对运行调度的影响。

$$RFS(t, \Delta t) = C_{sh}^U PFSU(t, \Delta t) + C_{sh}^D PFSD(t, \Delta t) \quad (9)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} \Pr\{FRU - FPU \leq FSU(t, \Delta t)\} \geq \beta^U \\ \Pr\{FRD - FPD \leq FSD(t, \Delta t)\} \geq \beta^D \\ FSU(t, \Delta t), FSD(t, \Delta t) \geq 0 \end{cases} \quad (10)$$

式中: $FSU(t, \Delta t)$ 、 $FSD(t, \Delta t)$ 分别为在 t 到 $t + \Delta t$ 时段内, 当前调度计划下微电网可能出现的最大上调和下调灵活性缺额; $PFSU(t, \Delta t)$ 、 $PFSD(t, \Delta t)$ 为相应的灵活性缺额概率; β^U 、 β^D 为净负荷预测向上和向下偏差的置信水平; C_{sh}^U 、 C_{sh}^D 为上、下调灵活性缺额出现后相应的风险严重程度系数。其物理意义如图 1 所示, 图中曲线代表 $P_{un}(t, \Delta t)$ 的概率密度。当式(1)、式(2)中 FRU 和 FRD 大于零时, 其不确定性部分 $P_{un}(t, \Delta t)$ 可分离, 式(10)可转化为式(11)、式(12)的确定形式。

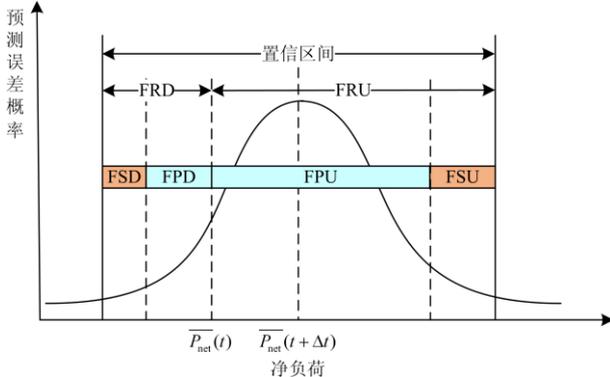


图 1 灵活性供给与缺额

Fig. 1 Flexibility supply and flexibility shortage

$$FSU(t, \Delta t) = \max\{\overline{P_{net}}(t + \Delta t) - \overline{P_{net}}(t) - FPU + \phi^{-1}(\beta^U), 0\} \quad (11)$$

$$FSD(t, \Delta t) = \max\{\overline{P_{net}}(t) - \overline{P_{net}}(t + \Delta t) - FPD - \phi^{-1}(1 - \beta^D), 0\} \quad (12)$$

式中, $\phi^{-1}(\beta^U)$ 、 $\phi^{-1}(1 - \beta^D)$ 分别为 $P_{un}(t + \Delta t)$ 累计

分布函数的反函数在 β^U 和 $1 - \beta^D$ 处的取值。相应的灵活性缺额概率为

$$PFSU(t, \Delta t) = CDF(\overline{P_{net}}(t + \Delta t) + \phi^{-1}(\beta^U)) - CDF(\overline{P_{net}}(t + \Delta t) + \phi^{-1}(\beta^U) - FSU) \quad (13)$$

$$PFSD(t, \Delta t) = CDF(\overline{P_{net}}(t + \Delta t) + \phi^{-1}(1 - \beta^D)) - CDF(\overline{P_{net}}(t + \Delta t) + \phi^{-1}(1 - \beta^D) + FSD) \quad (14)$$

式中, CDF 为图 1 所示概率密度函数的累计概率分布函数。

本文忽略对负荷预测的误差, 认为不确定性部分由风、光预测的随机误差构成。其分别服从 $N(0, \sigma_w^2(t))$ 以及 $N(0, \sigma_{pv}^2(t))$ 的正态分布。其中

$$\sigma_w(t) = \varepsilon_{fw} \overline{P_{fw}}(t) + \varepsilon_{iw} P_{iw} \quad (15)$$

$$\sigma_{pv}(t) = \varepsilon_{fpv} \overline{P_{fpv}}(t) + \varepsilon_{ipv} P_{ipv} \quad (16)$$

式中: $\overline{P_{fw}}(t)$ 、 $\overline{P_{fpv}}(t)$ 分别为风力、光伏发电在 t 时刻的预测期望值; P_{iw} 、 P_{ipv} 分别为风力和光伏发电的装机容量; ε_{fw} 、 ε_{fpv} 、 ε_{iw} 、 ε_{ipv} 为对应的预测误差系数。故误差总和 $P_{un}(t)$ 服从 $N(0, \sigma_w^2(t) + \sigma_{pv}^2(t))$ 的正态分布。

2 孤岛微电网群分层调度模型

本文将微电网群能量管理系统分为两个层级, 微电网层考虑运行成本和灵活性不足风险等因素进行微电网内部协调运行, 集群层考虑各微电网交互意愿及灵活性不足风险情况进行集群协调运行。为实现各层级的运行目标及层级间的交互协调, 引入多代理系统, 建立两层级能量管理代理和元件管理代理模型, 通过满足 FIPA 的通信语言实现各代理之间的交互。多代理系统是一种具有自治性和社会性的智能控制系统^[22], 其核心理念是将复杂系统分解为多个子系统, 子系统间通过协调或者竞争实现群体的优化控制。

本文提出的基于多代理系统的微电网群结构及其分层控制架构如图 2 所示。

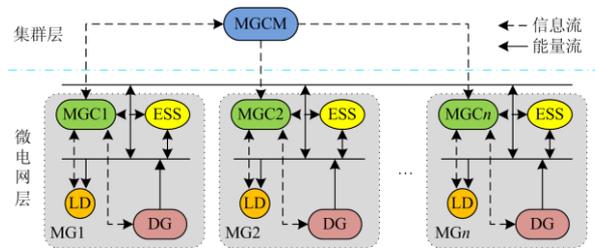


图 2 微电网群结构

Fig. 2 Structure of microgrid cluster

微电网层由各微电网控制器代理 MGC 分散自治,各微电网由 ESS 代理、分布式电源 DG 代理(包括 CDG 和可再生能源 RES)以及负荷(LD)代理构成,分别负责相应元件和负荷数据的监测与管理。各微电网之间通过联络线连接。集群层由微电网群管理代理, MGCM 根据各 MGC 代理上传的数据进行资源分配。

2.1 分阶段能量管理策略

孤岛微电网群分层能量管理策略分为三个阶段,相较于集中式策略,基于多代理系统的分层式策略更注重各微电网主体的利益,在各微电网优化自治的前提下进行集群协调。策略流程如图 3 所示。

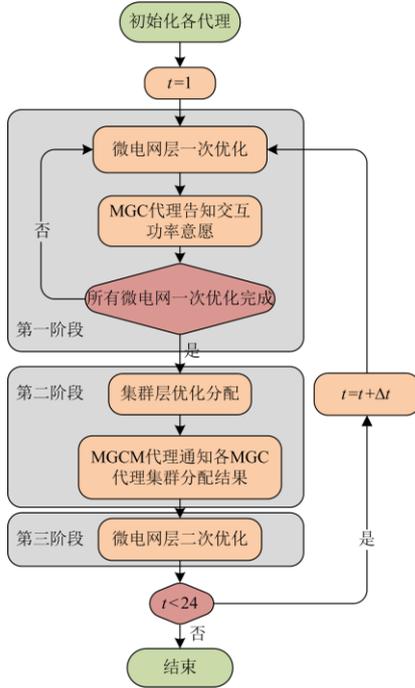


图 3 微电网群分层能量管理流程

Fig. 3 Flowchart of hierarchical energy management of microgrid cluster

第一阶段: 微电网群中的各微电网根据自身 RES 代理和 LD 代理预测数据以及 CDG 和 ESS 的运行情况,按照优化目标进行各微电网内部优化以确定意向能量交互量。在该阶段,各微电网将确定是否参与集群层交互,同时将是是否参与交互以及意向交互量告知 MGCM 代理。

第二阶段: MGCM 代理根据各 MGC 代理的能量交互意愿、交互量和灵活性不足风险,制定分配策略,并将分配结果告知各参与协调的微电网。

第三阶段: 各微电网 MGC 代理根据第二阶段的分配结果,进行第三阶段的优化,对自治计划进行调整最终确定当前时段调度计划。

2.2 优化目标

2.2.1 微电网层

本文以运行成本最小、灵活性不足风险最小以及灵活性供给成本最小为微电网层的优化目标。其中运行成本包括各分布式电源和储能系统的燃料和运维成本 C_{DG} 、 C_{ESS} , 切负荷和弃风、弃光成本 C_{LS} 、 C_{Cur} 以及微电网间交互费用 C_{EX} 。

$$\begin{cases} \min f_1 = C_{DG} + C_{ESS} + C_{LS} + C_{Cur} + C_{EX} \\ \min f_2 = RFS \\ \min f_3 = C_{FPU} + C_{FPD} \end{cases} \quad (17)$$

$$f_1 = \Delta t \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^l (c_{f,i} P_{CDG,i}(t) + c_{om,i} P_{CDG,i}(t)) + \\ & \sum_{i=1}^m c_{ess,i} (P_{ESS,i}^d(t) - P_{ESS,i}^c(t)) + \\ & c_{ls,i} P_{LS,i}(t) + c_{cur} P_{Cur}(t) + c_{ex} P_{EX}(t) \end{aligned} \right\} \quad (18)$$

$$f_3 = \left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^l c_{f,i} (FPU_{CDG,i}(t, \Delta t) + FPD_{CDG,i}(t, \Delta t)) + \\ & \sum_{i=1}^m c_{ess,i} (FPU_{ESS,i}(t, \Delta t) + FPD_{ESS,i}(t, \Delta t)) \end{aligned} \right\} \quad (19)$$

式中: l 为可控分布式电源总数; $c_{f,i}$ 、 $c_{om,i}$ 分别为各可控分布式电源的燃料成本和运维成本; $P_{CDG,i}(t)$ 为第 i 个 CDG 在 t 时段的输出功率; m 为储能单元总数; $c_{ess,i}$ 为储能系统运行成本; $c_{ls,i}$ 、 c_{cur} 分别为负荷和弃用可再生能源的惩罚成本; $P_{LS,i}(t)$ 、 $P_{Cur}(t)$ 分别为 t 时段切除的负荷功率和风光发电功率; c_{ex} 为微电网间购售电交互成本; $P_{EX}(t)$ 为 t 时段希望交互功率,其值取正时代表有售电意愿,为负时代表有购电意愿。由于在第三阶段优化前,交互功率分配已经确定,故在微电网层三次优化时, $P_{EX}(t)$ 的值为零。

本文优化模型含三个目标函数,采用解析方法难以求解。考虑到三个目标之间存在着重要程度的区别,故采用宽容分层序列法进行求解^[23]。宽容分层序列法的基本思想是将多目标按照优先级排序,先求解优先级最大的目标值,再将该值适当放大后作为次优先目标的约束,以此类推。本文中,第一目标为运行成本最小,第二目标为最小化灵活性不足风险问题,再次为灵活性供给成本最小问题。通过在求解灵活性不足风险目标时设置一个非负的宽容值,决策者可扩大运行成本的约束边界,以寻求更小的灵活性不足风险。该值可以反映决策者对不确定性所导致的风险的接纳程度。较大的宽容值表示决策者倾向于支付更多运行费用以使微电网保持较低的运行风险水平。

2.2.2 集群层

完成第一阶段优化后, MGCM 代理根据各 MGC 代理所告知的交互意愿以及灵活性不足风险程度, 根据分配策略进行集群层功率分配。在第二阶段的集群优化中, 首先由 MGCM 代理对接收到的数据进行分类处理, 将有交互意愿的各微电网分为需求方和供给方, 在供给方和需求方均存在的情况下, 按照分配策略进行分配。此过程中集群层与微电网层运行策略相互独立, 各微电网可按照自身资源情况选择是否加入集群能量互济, 任意微电网的加入或退出均不会对集群的运行策略造成影响, 具有“即插即用”特点。在集群分配过程中, 可能出现三类供需匹配情况。根据不同情况, 考虑各微电网能量交互量的大小以及灵活性不足风险程度, 制定分配策略, 以实现能量优化交互。

第一类:

$$\sum_{i=1}^M P_{ex,i}^S = \sum_{j=1}^N P_{ex,j}^D \quad (20)$$

此情况下供需平衡, 供需双方均能按照交互意愿进行互济。其中 $\sum_{i=1}^M P_{ex,i}^S$ 为供给方能够提供的功率总和, $\sum_{j=1}^N P_{ex,j}^D$ 为需求方所需功率总和。

第二类:

$$\sum_{i=1}^M P_{ex,i}^S > \sum_{j=1}^N P_{ex,j}^D \quad (21)$$

此类情况下, 可供交互功率大于需求交互功率, 根据每个供给方可供给能力的大小, 为使得供给能力大且灵活性不足风险低的微电网承担更多的供给功率, 定义供给共享因子:

$$F_{share,i}^S = \frac{P_{ex,i}^S \max\{RFS_i, \delta\}^{-1}}{\sum_{i=1}^M P_{ex,i}^S \max\{RFS_i, \delta\}^{-1}} \quad (22)$$

其中, δ 为一个取值很小的正数。

在共享因子的作用下, 各供给方微电网每一轮分配后累计外送功率为

$$P_{ex,j,r}^S = P_{ex,j,r-1}^S + \min \left\{ P_{ex,j}^S - P_{ex,j,r-1}^S, F_{share,j,r}^S \left(\sum_{i=1}^M P_{ex,i}^S - \sum_{j=1}^N P_{ex,j,r-1}^D \right) \right\} \quad (23)$$

式中, $P_{ex,j,r}^S$ 为到第 r 轮分配为止第 j 个供给方微电网所提供的互济功率值, 若微电网外送功率达到其期望供给功率值, 则该微电网退出分配, 当集群供给功率总和与需求方所得功率总和相等, 即

$$\sum_{i=1}^M P_{ex,i}^S - \sum_{j=1}^N P_{ex,j,r}^D = 0 \text{ 时, 集群层功率分配结束;}$$

$F_{share,j,r}^S$ 为第 r 轮迭代中, 第 j 个需求方微电网的需求共享因子, 其值随分配过程中已完成分配微电网的退出而更新。

第三类:

$$\sum_{i=1}^M P_{ex,i}^S < \sum_{j=1}^N P_{ex,j}^D \quad (24)$$

此类情况下, 可供功率小于需求功率, 综合考虑各微电网需求功率大小以及其灵活性不足风险程度, 定义需求共享因子以衡量各需求方微电网对交互功率的需求程度, 其表达式如下:

$$F_{share,j}^D = \frac{P_{ex,j}^D \max\{1 - RFS_j, \delta\}^{-1}}{\sum_{j=1}^N P_{ex,j}^D \max\{1 - RFS_j, \delta\}^{-1}} \quad (25)$$

类似于第二类情况, 在需求共享因子的作用下, 各需求方微电网每一轮分配后累计所得功率为

$$P_{ex,j,r}^D = P_{ex,j,r-1}^D + \min \left\{ P_{ex,j}^D - P_{ex,j,r-1}^D, F_{share,j,r}^D \left(\sum_{i=1}^M P_{ex,i}^S - \sum_{j=1}^N P_{ex,j,r-1}^D \right) \right\} \quad (26)$$

2.3 约束条件

2.3.1 功率平衡约束

微电网系统内, 各分布式电源出力与负荷应满足如下功率平衡:

$$\sum_{i=1}^l P_{CDG,i}(t) + \sum_{i=1}^m (P_{ESS,i}^d(t) + P_{ESS,i}^c(t)) + P_{EX}(t) - P_{Cur}(t) = \overline{P_{net}}(t) - P_{LS,i}(t) \quad (27)$$

2.3.2 CDG 约束

$$P_{CDG,i}^l(t) \leq P_{CDG,i}(t) \leq P_{CDG,i}^u(t) \quad (28)$$

$$P_{CDG,i}^l(t) = \max \{ P_{CDG}(t-1) - R_{CDG,i}^{\max}, P_{CDG,i}^{\min} \} \quad (29)$$

$$P_{CDG,i}^u(t) = \min \{ P_{CDG}(t-1) + D_{CDG,i}^{\max}, P_{CDG,i}^{\max} \} \quad (30)$$

式中: $P_{CDG,i}^u(t)$ 、 $P_{CDG,i}^l(t)$ 分别为 t 时段 CDG 的输出功率上下限; $R_{CDG,i}^{\max}$ 、 $D_{CDG,i}^{\max}$ 分别为输出功率最大向上爬坡率和最大下行率; $P_{CDG,i}^{\max}$ 、 $P_{CDG,i}^{\min}$ 分别为 CDG 输出功率上下限。

2.3.3 ESS 约束

微电网中的储能技术主要有蓄电池储能、飞轮储能、超导磁储能、超级电容储能以及压缩空气储能等^[24]。本文选取蓄电池作为微电网的 ESS。由于容量限制, 蓄电池在运行时有输出功率和电量的双重限制且二者紧密关联。电量变化由蓄电池荷电状态(SOC)表征, 其更新方程如式(31)。

$$SOC(t) = SOC(t - \Delta t) - \left(P_{ESS,i}^{dis}(t)\Delta t \frac{1}{E_c \eta^{dis}} + P_{ESS,i}^{ch}(t)\Delta t \frac{\eta^{ch}}{E_c} \right) \quad (31)$$

式中: E_c 为蓄电池总容量; η^{ch} 、 η^{dis} 分别为蓄电池充放电效率。

对于 t 时段的输出功率, 其取值范围如式(32)、式(33)所示。

$$0 \leq P_{ESS,i}^{dis}(t) \leq S^{dis} P_{ESS,i}^{u}, S^{dis} \in \{0,1\} \quad (32)$$

$$S^{ch} P_{ESS,i}^{l} \leq P_{ESS,i}^{ch}(t) \leq P_{ESS,i}^{u}, S^{ch} \in \{0,1\} \quad (33)$$

$$S^{ch} + S^{dis} = 1 \quad (34)$$

式中: S^{ch} 、 S^{dis} 为整数变量, 分别代表充电和放电状态, 其值取 1 代表蓄电池处于相应状态, 反之则取 0; $P_{ESS,i}^{u}(t)$ 、 $P_{ESS,i}^{l}(t)$ 分别为 t 时段蓄电池的输出功率上下限, 其值与蓄电池规定出力上下限和规定荷电状态均有关。为了防止蓄电池过度充放电, 保证较长的使用寿命, 每一调度时段的出力应考虑输出功率范围、荷电状态范围以及功率变化量范围三方面的因素, 故有

$$P_{ESS,i}^{l} = \max \left\{ P_{ESS,i}^{min}, P_{ESS,i}^{SOC_{max}}(t, \Delta t), P(t - \Delta t) - \Delta P_{max} \right\} \quad (35)$$

$$P_{ESS,i}^{u} = \min \left\{ P_{ESS,i}^{max}, P_{ESS,i}^{SOC_{min}}(t, \Delta t), P(t - \Delta t) + \Delta P_{max} \right\} \quad (36)$$

式中, ΔP_{max} 为 Δt 时段内输出功率的最大变化量。

2.3.4 联络线功率约束

各微电网间的功率交互功率不超过联络线传输限制:

$$P_{EX}^l(t) \leq P_{EX}(t) \leq P_{EX}^u(t) \quad (37)$$

2.3.5 弃风光与切负荷约束

在孤岛模式下, 留有一定的弃风光和切负荷空间以保证系统能量平衡和调控需求:

$$0 \leq P_{Cur}(t) \leq \alpha_{Cur} P_{RES}(t) \quad (38)$$

$$0 \leq P_{LS}(t) \leq \alpha_{LD} P_{LD}(t) \quad (39)$$

式中, α_{Cur} 、 α_{LD} 分别为可接受弃风光最大比例。

3 算例仿真

3.1 基础数据

本文采用由四个负荷与分布式电源配置情况各不相同的微电网组成的孤岛微电网群系统进行仿真分析。式(5)~式(12)参考文献[25]采用 Big-M 法线性化, 式(13)、式(14)采用文献[26]的方法进行分段线性化处理, 最终本文所提出的微电网层优化模型可转化为 MILP 问题, 本文使用 JADE 平台搭建基于多代理系统的能量管理系统仿真模型, 采用 IBM CPLEX 12.9 对转化所得的 MILP 模型进行求解。根据中国东部沿海某地气象条件, 风光出力使

用由 HOMER 仿真软件计算的数值, 各微电网净负荷曲线如图 4 所示。仿真时间间隔 Δt 取 1 h, 净负荷预测向上和向下偏差的置信水平均取 0.95, ε_{iw} 、 ε_{ipv} 取 0.5, ε_{iw} 、 ε_{ipv} 取 0.05^[27]。各微电网中 ESS 的 SOC 变化范围为 0.1~0.9, CDG 的出力下限为 20 kW。设备及运行参数如表 1 所示。

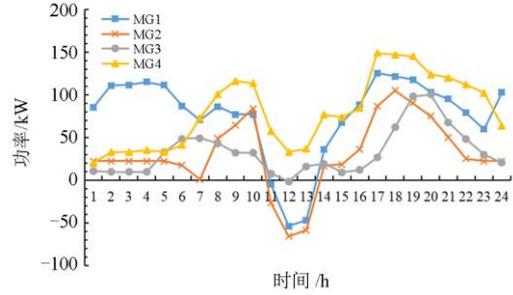


图 4 各微电网净负荷曲线

Fig. 4 Curve of net load in each microgrid

表 1 微电网群参数设置

Table 1 Parameter settings of microgrid cluster

运行参数	MG1	MG2	MG3	MG4
ESS 容量/kWh	200	150	100	200
CDG 最大功率/kW	150	120	80	150
光伏峰值功率/kW	300	300	80	150
风机峰值功率/kW	200	—	—	100
ESS 运维费用/(元/kWh)		0.027		
CDG 燃料费/(元/kWh)		1		
CDG 运维费/(元/kWh)		0.2		
切负荷补偿/(元/kWh)		2		
弃风、光惩罚成本/(元/kWh)		1.3		
微电网间购售电费/(元/kWh)		0.5		

3.2 仿真结果分析

本文分别讨论了各微电网孤岛运行和集群运行两种仿真场景, 并进行了对比分析。在集群运行模式下, 进一步设置相对宽容度值为 0.3 和 0.5 两种情况, 并对相应的运行结果进行对比分析。

3.2.1 集群经济运行分析

在 0 宽容度下, 孤岛与集群运行方式下仿真运行成本如表 2 所示, 各微电网交互功率和弃风光、切负荷情况如图 5 和图 6 所示。

表 2 微电网运行成本

Table 2 Operation cost of microgrids

运行成本	MG1	MG2	MG3	MG4
孤岛/元	2 302.823	1 344.104	1 253.222	2 231.996
集群/元	2 095.346	1 189.403	1 164.141	2 125.139

由表 2 可知, 在集群模式下, 各微电网运行成本均低于孤岛模式。系统整体运行经济性的提升主要来自于两个方面。

一方面, 能量共享带来的交互收益。如图 5 所示, 在 24 个调度周期内, 有 14 个时段存在能量共享。由图 4 可知, 在 0:00—5:00 时段, MG1 的净负荷大, 由于能量共享成本小于 CDG 发电成本, 故 MG1 优先选择从集群购电以减小供能成本, 其余微电网在满足内部电能供给后, 优先选择通过释放储能能量向集群售电获取收益。在 5:00—11:00 时段, 由于 MG2 和 MG4 净负荷的增长, 集群内可共享能量减少, 各微电网基本处于自给自足状态, 除 6:00—7:00 时段外集群内无能量交互, 相当于各微电网孤岛运行。由于光伏出力的时序波动特性, 11:00—17:00 时段内各微电网净负荷呈现先减小后增大的趋势, 而这一时段内, MG2、MG3 为主要的集群供能收益方。

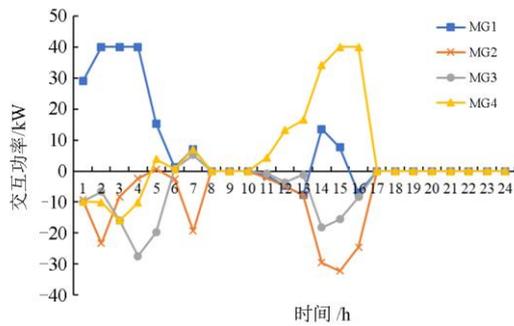


图 5 各微电网交互功率曲线

Fig. 5 Curve of shared power between microgrids

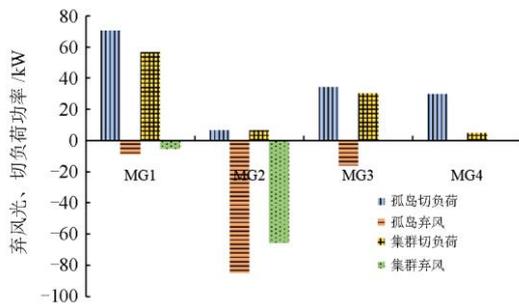


图 6 各微电网弃风光、切负荷情况

Fig. 6 Curtained RES and load shedding in different microgrids

另一方面, 由弃风、弃光和切负荷量减少所降低的成本。由图 6 可知, 集群运行下的弃风、弃光和切负荷量明显低于孤岛运行。对于 MG2, 其在 11:00~13:00 时段净负荷为负, 在孤岛模式下, 储能系统充电至上限后还存在功率富余, 则必须弃风、弃光。而在集群模式下, 通过能量共享, MG2 可减

少近 20% 由于弃用新能源造成的损失, 提高了可再生能源利用率。对于 MG4, 孤岛模式下, 在 11:00—17:00 时段内, 存在较大净负荷缺额, 而通过集群交互, 可减少近 70% 的切负荷损失, 保证了系统内的可靠供电。

3.2.2 灵活性不足风险分析

微电网的运行方式和多目标优化过程中的宽容度取值将改变微电网内部的资源调配结果, 进而影响灵活性不足风险。

以 MG2 为例, 由图 7 所示的净负荷波动曲线可知, 虽然 14:00—15:00 时段的净负荷预测期望值的波动量很小, 但是由于该时间段光伏出力较大, 相应预测值的不确定性所存在的误差水平高, 导致可能的净负荷取值区间在 $[-50 \text{ kW}, 75 \text{ kW}]$ 之间, 在向上和向下两个方向上均存在灵活性需求。

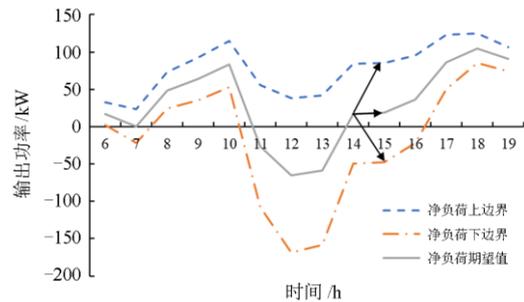


图 7 MG2 净负荷波动范围

Fig. 7 Net load fluctuation range of MG2

而在此前的 11:00—13:00 时段, 净负荷期望为负, ESS 持续充电, CDG 工作在 20 kW 附近, 具备充足的向上灵活性供给, 而缺乏向下灵活性供给, 故在图 8 所示的不同宽容度下灵活性不足风险曲线中可以看出, 孤岛运行下 MG2 在 14:00—15:00 时段出现了高灵活性不足风险。相比之下, 集群运行方式下, 通过出售 13:00—14:00 时段富余的可再生能源发电量, MG2 保留了一定的 ESS 的下调灵活性供给能力, 使得下一时段的灵活性不足风险小于孤岛模式下的二分之一。

同时从图 8 可知, 虽然集群运行方式下整体灵活性不足风险下降, 但仍有少量时段的灵活性不足风险大于孤岛运行, 说明严格按照最小化运行成本进行微电网间的能量共享可能造成某些时段缺少灵活性供给。因此需要放宽成本约束, 以达到释放系统的灵活性供给潜力的目的。

在集群运行模式下, 考虑对经济性目标进行宽容后, 运行费用及灵活性不足风险情况如表 3 所示。

从表 3 可知, 在宽容值的作用下, 求解灵活性不足风险时的运行成本可行域扩大, 各微电网通过调节 CDG、ESS 的出力和弃用可再生能源量以及切

负荷量,使得系统获得了更高的运行灵活性。结合图 8 分析可知,与 0 宽容度下的灵活性水平相比, MG2 在 0.3 宽容度下全调度周期内灵活性不足风险降低了近二分之一。但宽容度的设置并非越大越好,在进一步增加宽容度至 0.5 后,虽然灵活性风险仍在 14:00~15:00 时段进一步降低,但其他时段灵活性水平与 0.3 宽容度下基本一致,说明在 0.5 宽容度的成本约束域内,当前资源条件下系统对灵活性水平的调节能力已趋于边界。

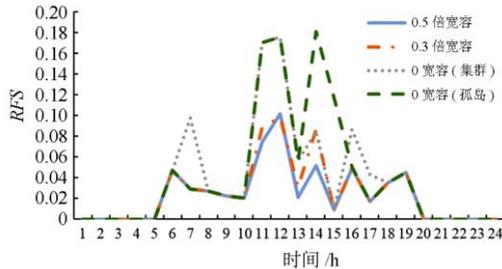


图 8 MG2 在不同宽容度下灵活性不足风险
Fig. 8 RFS of MG2 in different tolerant levels

表 3 不同宽容度下的微电网运行成本与平均 RFS
Table 3 Operation cost and average RFS of microgrids under different tolerance

宽容度	运行成本及平均 RFS	MG1	MG2	MG3	MG4
		成本/元	2 487.439	1 480.276	1 331.373
0.3	平均 RFS	0.011	0.025	0.001 1	0.004 5
0.5	成本/元	2 682.949	1 639.075	1 486.190	2 917.393
	平均 RFS	0.007 4	0.023	0	0

4 结论

本文针对孤岛微电网群的能量管理,建立了基于多代理系统的三阶段优化调度策略,充分考虑各微电网交互意愿,以弱中心化的分层能量管理方式进行资源优化调度。以经济运行为主要目标,同时考虑可再生能源发电波动性和不确定性对净负荷的影响,建立灵活性不足风险指标,通过分层序列优化,在一定的成本域内降低灵活性不足风险。仿真算例表明,相比孤岛运行,微电网在集群运行方式下能够从能量共享和减少弃风光、切负荷量两个方面提升运行的经济性。同时,在一定的运行成本范围内,引入灵活性不足风险指标指导能量管理,可有效引导微电网群内资源的利用,降低可再生能源出力波动性和随机性对系统运行带来的潜在风险。

参考文献

[1] 王成山, 武震, 李鹏. 微电网关键技术研究[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 1-12.

WANG Chengshan, WU Zhen, LI Peng. Research on key technologies of microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 1-12.

[2] 秦红霞, 王成山, 刘树, 等. 智能微网与柔性配网相关技术探讨[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(20): 17-23.

QIN Hongxia, WANG Chengshan, LIU Shu, et al. Discussion on the technology of intelligent micro-grid and flexible distribution system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(20): 17-23.

[3] MARTIN-MARTINEZA F, SANCHEZ-MIRALLES A, RIVER M. A literature review of microgrids: a functional layer based classification[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 62: 1133-1153.

[4] 赵敏, 陈颖, 沈沉, 等. 微电网群特征分析及示范工程设计[J]. 电网技术, 2015, 39(6): 1469-1476.

ZHAO Min, CHEN Ying, SHEN Chen, et al. Characteristic analysis of multi-microgrids and a pilot project design[J]. Power System Technology, 2015, 39(6): 1469-1476.

[5] 李鹏, 窦鹏冲, 李雨薇, 等. 微电网技术在主动配电网中的应用[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(4): 8-16.

LI Peng, DOU Pengchong, LI Yuwei, et al. Application of microgrid technology in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(4): 8-16.

[6] LI Han, ESEYE A T, ZHANG Jianhua, et al. Optimal energy management for industrial microgrids with high-penetration renewables[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 122-135. DOI: 10.1186/s41601-017-0040-6.

[7] 衣鹏, 洪奕光. 分布式合作优化及其应用[J]. 中国科学: 数学, 2016, 46(10): 1547-1564.

YI Peng, HONG Yiguang. Distributed cooperative optimization and its applications[J]. Scientia Sinica Mathematica, 2016, 46(10): 1547-1564.

[8] 陈其森, 汪湘晋, 池伟, 等. 多微电网互联系统能量管理方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(11): 83-91.

CHEN Qisen, WANG Xiangjin, CHI Wei, et al. Research on energy management method of multi-microgrids[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(11): 83-91.

[9] 熊雄, 王江波, 井天军, 等. 微电网群功率优化控制[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(9): 10-17.

XIONG Xiong, WANG Jiangbo, JING Tianjun, et al. Power optimization control of microgrid cluster[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(9): 10-17.

[10] DOU Chunxia, YUE Dong, LI Xinbin, et al. MAS based management and control strategies for integrated hybrid energy system[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2016, 12(4): 1332-1349.

[11] HARMOUCH F Z, KRAMI N, HMINA N. A multiagent

- based decentralized energy management system for power exchange minimization in microgrid cluster[J]. *Sustainable Cities and Society*, 2018, 40: 416-427.
- [12] 康健, 靳斌, 段秀娟, 等. 基于贝叶斯-粒子群算法的微电网优化运行[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(12): 32-41.
KANG Jian, JIN Bin, DUAN Xiujuan, et al. Optimal operation of microgrid based on Bayesian-PSO algorithm[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(12): 32-41.
- [13] LIU G, STARKE M, XIAO B, et al. Microgrid optimal scheduling with chance-constrained islanding capability[J]. *Electric Power Systems Research*, 2017, 145: 197-206.
- [14] 康重庆, 姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(9): 2-11.
KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(9): 2-11.
- [15] LANNOYE E, FLYNN D, O'MALLEY M. Evaluation of power system flexibility[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, 27(2): 922-931.
- [16] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(1): 9-19.
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(1): 9-19.
- [17] 孙伟卿, 田坤鹏, 谈一鸣, 等. 考虑灵活性需求时空特性的电网调度计划与评价[J]. *电力自动化设备*, 2018, 38(7): 168-174.
SUN Weiqing, TIAN Kunpeng, TAN Yiming, et al. Power grid dispatching plan and evaluation considering spatial and temporal characteristics of flexibility demands[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2018, 38(7): 168-174.
- [18] 杨龙杰, 李华强, 余雪莹, 等. 计及灵活性的孤岛型微电网多目标日前优化调度方法[J]. *电网技术*, 2018, 42(5): 1432-1440.
YANG Longjie, LI Huaqiang, YU Xueying, et al. Multi-objective day-ahead optimal scheduling of isolated microgrid considering flexibility[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(5): 1432-1440.
- [19] ULBIG A, ANDERSSON G. On operational flexibility in power systems[C] // *Power and Energy Society General Meeting*, July 22-26, 2012, San Diego, USA: 1-8.
- [20] WANG Q, HODGE B M. Enhancing power system operational flexibility with flexible ramping products: a review[J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2017, 13(4): 1652-1664.
- [21] 赵书强, 王扬, 徐岩, 等. 基于机会约束目标规划的高风电接入比例下大规模储能与火电协调调度[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(4): 969-977.
ZHAO Shuqiang, WANG Yang, XU Yan, et al. Coordinated dispatch of large scale energy storage system and thermal generation in high wind power penetration level system based on chance constrained goal programming[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(4): 969-977.
- [22] WOOLDRIDGE M. *Developing multi-agent systems with JADE*[M]. John Wiley, 2000.
- [23] 孔强, 付强, 林亭君, 等. 基于成本效益分析的峰谷分时电价优化模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(15): 60-67.
KONG Qiang, FU Qiang, LIN Tingjun, et al. Optimal peak-valley time-of-use power price model based on cost-benefit analysis[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(15): 60-67.
- [24] 陈伟, 石晶, 任丽, 等. 微网中的多元复合储能技术[J]. *电力系统自动化*, 2010, 34(1): 112-115.
CHEN Wei, SHI Jing, REN Li, et al. Composite usage of multi-type energy storage technologies in microgrid[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2010, 34(1): 112-115.
- [25] 徐意婷, 艾芊. 考虑碳税策略的微网与常规机组协同运行[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(14): 25-32.
XU Yiting, AI Qian. Coordinated operation of microgrid and conventional generators considering carbon tax strategy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(14): 25-32.
- [26] TIAN Peigen, XIAO Xi, WANG Kui, et al. A hierarchical energy management system based on hierarchical optimization for microgrid community economic operation[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015, 7(5): 2230-2241.
- [27] ORTEGA-VAZQUEZ M A, KIRSCHEN D S. Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009, 24(1): 114-124.

收稿日期: 2019-11-13; 修回日期: 2020-02-12

作者简介:

张志文(1995—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为微电网优化运行; E-mail: zzwscud@163.com

李华强(1965—), 男, 博士, 教授, 研究方向为微电网与综合能源系统。E-mail: lihuaqiang@scu.edu.cn

(编辑 魏小丽)