

面向城市关键负荷极限生存的微网群紧急频率控制策略

王子渊, 许寅, 吴翔宇, 李佳旭

(北京交通大学电气工程学院, 北京市 100444)

摘要: 城市电网外部受电比例高, 极端事件导致的城市上级电网送电通道连通性故障可能引发大停电事故。在此极限场景下, 通过微网群灵活自组态运行保供, 可实现重要负荷极限生存。然而, 微电网在突发功率缺额下暂态频率波动大, 直接影响到自组态运行保供成败。首先, 提出了微网群极限生存问题求解框架, 并基于系统频率响应模型构建了考虑多源协同的微电网动态频率约束。其次, 基于前向欧拉法将包含常微分方程、限幅环节等非线性约束的微电网频率响应模型差分离散化。根据故障后微网群频率暂态响应过程中的切机切负荷情况, 考虑惯量等效约束、控制动作延迟约束以及动态切分约束构建了微网群极限生存模型。通过求解一个混合整数线性规划模型得到微网群紧急频率控制策略和切分状态, 以协调多种调频资源并在保证频率安全的同时最小化切负荷量, 该模型可利用成熟的商用求解器高效求解。最后, 通过算例仿真分析, 验证了所提微网群紧急频率控制策略的有效性和优越性。

关键词: 微网群; 极限生存; 极端事件; 紧急频率控制; 混合整数线性规划

0 引言

极端自然灾害等非常规事件给城市电网的安全运行带来了巨大挑战^[1-2]。极端事件可能导致城市电网的关键传输路径中断, 微网群作为城市电网的重要一环, 多存在于城市高新科技园区及能源互联网示范区等^[3], 拥有大量重要负荷和关键基础设施, 停电影响严重, 有必要提高城市微网群应对非常规事件的韧性^[4]。因此, 当城市上级配电网发生连通性故障时, 制定微网群紧急控制策略, 对保障关键负荷供电、提高城市电网韧性具有重要意义。

目前, 国内外对于扰动下的微电网及微网群的频率稳定研究已有一定进展。文献[5]考虑微电网在并网与孤岛运行模式下频率响应能力的差异性, 构建一种含多类型虚拟同步机的微电网频率稳定约束优化调度模型; 文献[6]在微电网随机鲁棒投资规划模型中考虑了暂稳态频率约束; 文献[7]在孤岛微电网调度模型中增加了极值频率约束, 使扰动后最大频率偏差被限制在规定的范围内; 文献[8]提出一种多微电网孤岛划分优化策略, 用于保持多微网的频

率稳定性, 并在交流潮流约束下实现最优切负荷和多微网拓扑控制, 但未考虑暂态频率的动态过程对决策的影响。

由于极限生存场景即大扰动下的暂态频率问题更加突出, 为了建模分析频率稳定的暂态过程, 国内外基于系统频率响应(system frequency response, SFR)模型, 对微电网的频率稳定问题展开研究^[9]。文献[10-11]在计划外孤岛事件的时变离散频率响应模型的基础上, 建立了考虑频率稳定性约束的微电网调度模型; 文献[12]在弱通信条件下提出了考虑暂态频率约束的小水电微电网紧急控制策略, 但其微电网中仅考虑水电参与调频, 并未深入考虑多源协同在紧急控制中的作用; 文献[13]提出了基于改进多智能体深度确定性策略梯度的多微网负荷频率控制策略, 但其默认微网群为互联状态, 并未深入考虑微电网切分对频率控制的影响。

综上所述, 部分文献基于有功-频率下垂特性加入频率稳定性约束^[5-7]或解析法^[8]解决微电网频率稳定问题, 但忽略了暂态频率响应过程中对事件驱动资源参与调频的考虑, 以及异构多源微电网不同电源频率响应特性差异的影响。而建模分析大扰动下暂态频率的研究则没有统筹考虑暂态频率响应过程中, 多类型分布式电源协同和微电网动态切分对保障关键负荷的影响。然而, 不同类型电源和负荷对暂态频率波动的需求不同, 频率需求较低的微电

收稿日期: 2024-10-24; 修回日期: 2024-11-25。

上网日期: 2025-01-15。

国家重点研发计划青年科学家项目(SQ2022YFB2400029);

国家电网有限公司科技项目(52094023001H); 国网上海市

电力公司科技项目(52094023003J)。

网可独立切分减少切负荷量以保障关键负荷供电。因此,在大扰动下考虑制定微网群动态切分策略很有必要。

针对上述问题,本文提出一种极限场景下考虑暂态频率约束和多源协同的微网群极限生存决策方法。首先,提出了微网群极限生存问题的求解框架。其次,考虑储能、同步机以及超级电容等多种分布式能源构建微电网系统频率响应模型,根据故障后微网群频率暂态响应过程所涉及的切分情况,考虑惯量等效约束、控制动作延迟约束以及动态切分约束构建了微网群极限生存模型,并基于大 M 法将该模型中涉及的非线性环节转化为线性约束。以上模型可根据差分离散化思想将微网群极限生存模型转化为优化决策模型,并转化为标准的混合整数线性规划(mixed-integer linear programming, MILP)问题。最后,通过算例验证了该优化模型的准确性和所提策略的有效性。

1 问题描述及求解框架

1.1 问题描述

本文研究对象是外部受电比例高的城市微网群,故发生极端事件时主要考虑的是下级电网源小于荷导致的功率缺额问题。当发生故障时,由于外部受电比例较高,配电网与上级电网交换功率通道断开会导致下级微电网存在功率缺额。同时,微网群内不同微电网内部源荷供需平衡存在差异,其中,功率缺额较大的微电网可与电力供应较为充足的微电网进行互联,通过联络线进行电力输送,以保障更多重要负荷供电。现有的紧急频率控制策略需根据源荷状态决策切机或切负荷中的一种措施^[14-16],而微网群的灵活自组态运行涉及整个微网群的切分,故需同时考虑子系统的切机和切负荷两种措施。暂态过程中,不同电源和负荷对暂态频率差值的需求不同,频率需求较低微电网可独立切分减少切负荷量。因此,需要孤岛微网群制定紧急控制策略,以最小加权切负荷量为目标由极限生存模型进行决策是否需要断开微电网,实现灵活自组态运行。

如图1所示,该微网群由4个微电网组成,每个微电网通过公共耦合点(point of common coupling, PCC)连接到系统的其余部分。微网群中的微电网通常通过PCC开关上的基于电压源型换流器(voltage source converter, VSC)的接口进行集成,每个微电网的外特性通过其接口的控制方案来表征^[15]。在图1(a)中,白色填充为常开的联络开关,黑色填充为常闭的PCC开关,并且都配备了智能开

关继电器可以远程遥控开断,使微网群实现灵活划分。微网群之间可能的组合方式如图1(b)所示。注意到线路 l_3 和 l_7 断开任意一个开关都无法实现MG1和MG4互联,MG1和其余微电网之间的连接也同理,故图1(b)中省略 l_7 。由于城市内微电网之间的地理距离及电气距离均较小,本文假设在同一母线下互联的微电网频率相等。

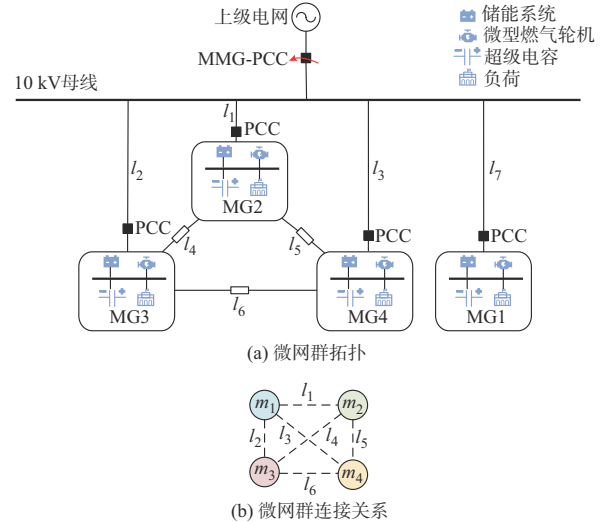


图1 微网群结构

Fig. 1 Structure of microgrid cluster

微网群极限生存的主要挑战有两部分。首先,对于单个微电网而言,在大功率扰动情况下,很难保证孤岛过程中的频率安全。在逆变器电源占比较高的情况下,子电网的外部受电比例较高,惯性相对较低,一旦与上级电网断开连接,频率变化的幅度和速度都很高,这种巨大的变化可能会触及限幅器等频率调节源的非线性部分。因此,需制定微电网内紧急孤岛控制策略。其次,对于微网群而言,在极端事件影响下若让各微电网独立孤岛运行,则关键负荷生存保供困难。考虑到不同区域的微电网内部负荷的重要程度及其对频率偏差的需求不同^[17],若各微电网直接互联,则相对次要的微电网会影响关键负荷的生存效果,无法发挥互联优势。因此,需要构建故障场景下微网群互联决策方法,同时,考虑频率安全约束和操作约束以及微电网中电源的频率调节方法不同,协调多种调频资源协同支撑关键负荷供电。

1.2 求解框架

如图2(a)所示,极端事件导致的故障可能发生在任意一个配电网调度时段内。因此,可依据故障瞬间将整个过程划分为故障前(蓝色部分)和故障后(黄色部分)。图中:一个实线框代表一个配电网调度时段。

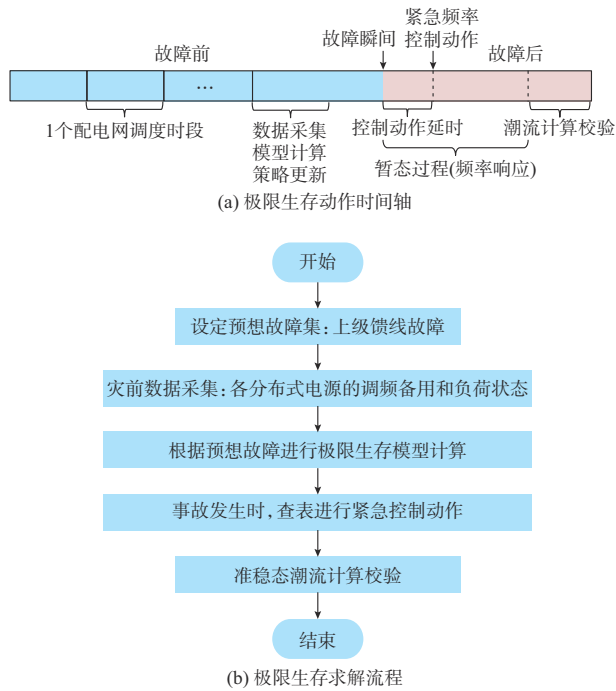


图2 极限生存模型求解框架
Fig. 2 Solving framework of extreme survival model

首先,在每个配电网调度时段开始采集各微电网各级负荷、分布式电源调频备用,以及与上级电网功率交换等信息作为极限生存模型的输入数据,根据上级馈线关键送电通道断开等设置预想故障集,根据预想故障进行微网群极限生存模型计算,得到各节点负荷削减和联络线状态,生成对应紧急控制操作表,以上步骤在故障前每个配电网调度时段开始应循环进行。因此,每个时段得到的紧急控制策略是实时更新的。假设事故发生时,查表进行紧急控制动作,在一定延时后系统按照既定的切分和切负荷策略进入暂态频率响应过程。最后,在系统进入准稳态后进行潮流计算,校验此时微网群拓扑是否满足电流与电压约束,若不满足则再进行电源出力的微调,具体流程如图2(b)所示。

在实际应用中,该策略的实现方式依赖于“集中决策+就地响应”控制架构。集中决策阶段中,基于更新后的参数和源荷储可用资源容量,制定该时段下的极限生存策略,并结合切负荷排序表构建极限生存策略操作表;就地响应阶段中,本地控制器进行实时孤岛检测得出孤岛判别信号,若检测到信号表示微电网进入孤岛运行模式,则立即执行事先接收的极限生存策略操作表,实现对孤岛事件的实时响应,在事故发生后快速执行。

2 微电网动态频率约束构建

电网在发生大扰动时的暂态响应过程通过系统

动态元件和网络的微分代数方程描述。本文模型中,暂稳态频率差值最大值 Δf 满足约束条件即能保证频率安全性约束成立。目前,对含有非线性环节的 Δf 的解析求解较为困难,计算效率低^[18-19]。本文考虑基于系统频率响应模型对频率进行数值积分求解,并将该求解过程与优化搜索过程融合,降低频率计算复杂度。

2.1 微电网频率响应模型

系统频率响应由转子运动方程控制,本文所提出的微电网频率响应模型框图如图3所示。本文考虑的故障场景为微网群与上级电网交换功率通道断开导致下级各微电网存在功率缺额,微电网和上游电网之间的电力交换损失即为扰动量。微电网中配备了微型燃气轮机、电池储能、超级电容作为调频电源,同时可通过切负荷操作进行紧急频率控制。

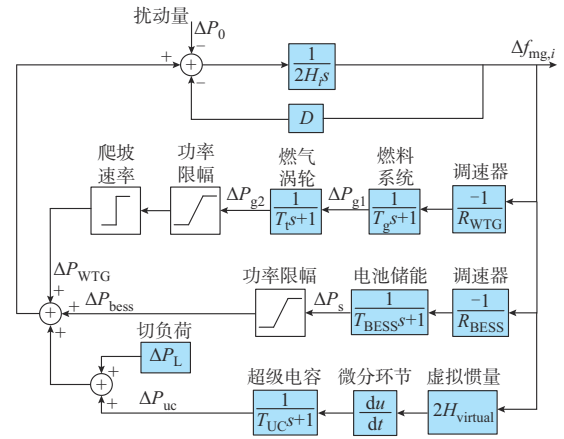


图3 微电网系统频率响应模型
Fig. 3 System frequency response model of microgrid

在城市微电网孤岛控制问题中,根据参与调频的方式,城市局部电网内部调频资源可分为响应驱动型和事件驱动型两类。响应驱动型资源是指基于本地频率响应的反馈控制资源,调频功率由事前部署的控制模式与参数决定,电源的频率响应特性各异。同时,考虑到极限生存过程中有功功率缺额大,控制资源在大扰动频率响应过程中易触及限幅、开关等非线性控制环节,故很难构造控制变量与频率差值之间的单调函数。本文基于前向欧拉法通过差分离散化思想,将系统频率响应模型的各个传递函数表示为线性化的时域等式频率稳定性约束,前向欧拉法的差分形式如式(1)所示。

$$\begin{cases} y_{n+1} = y_n + hf(y_n, t_n) \\ y(t_0) = y_0 \end{cases} \quad (1)$$

式中: y_0 为系统初始状态量; t_0 为系统初始输入量; y_n 为时刻 n 的系统状态量; t_n 为时刻 n 的系统输入量; h

为步长; $f(y_n, t_n)$ 表示给定的微分方程。

本文考虑的整个频率响应过程时段为 Γ , 将其划分为若干等分时段, 每个积分步长为 Δt_{PFC} , 时段用 k 标记, 所有时段构成的集合为 $\Phi = \{0, 1, \dots, \Gamma_T\}$, 集合中的时段数量为 $|\Phi| = \Gamma/\Delta t_{\text{PFC}}$ 。为方便阅读, 无特别说明时下列差分约束均省略 $\forall k \in \Phi$ 。

2.2 微电网约束条件

2.2.1 转子运动方程

微电网系统频率响应的动态过程可由差分化的转子运动方程描述:

$$\Delta f_{\text{mg},i,k+1} = \Delta f_{\text{mg},i,k} + \frac{\Delta t_{\text{PFC}}}{2H_i} \left(-D_i \Delta f_{\text{mg},i,k} + \Delta P_{\text{L},i} - \Delta P_{0,i} + \sum_{i \in \Omega_i} \Delta P_{\text{d},i,k} \right) \quad (2)$$

$$H_i = \frac{\sum H_{g,j} P_{g,\text{max},j}}{S_B} \quad (3)$$

式中: $\Delta f_{\text{mg},i,k}$ 为第 k 个时间断面节点 i 微电网的有功功率调整量; H_i 为节点 i 微电网的惯性时间常数, D_i 为节点 i 微电网的阻尼系数, 为简便计算本文取值均为 1; $\Delta P_{\text{L},i}$ 为节点 i 负荷的有功切除量; $\Delta P_{0,i}$ 为节点 i 微电网的扰动量; Ω_i 为节点 i 微电网内参与调频电源的集合; $\Delta P_{\text{d},i,k}$ 为第 k 个时间断面节点 i 调频电源的实际有功功率调整量; $H_{g,j}$ 为节点 j 微型燃气轮机的惯性时间常数; $P_{g,\text{max},j}$ 为节点 j 微型燃气轮机的有功出力上限; S_B 为系统基准容量, 本文取值为 1 MW。

2.2.2 微型燃气轮机^[10]

微型燃气轮机通过使用调速器和原动机来补偿微电网所需的功率, 其传递函数 $G_{\text{WTG}}(s)$ 如附录 A 图 A1 所示, 用公式表示为:

$$G_{\text{WTG}}(s) = \frac{-1}{R_{\text{WTG}}} \left(\frac{1}{1+sT_g} \frac{1}{1+sT_1} \right) \quad (4)$$

其传递函数的差分方程如下所示:

$$\Delta P_{\text{g}1,i,k+1} = \Delta P_{\text{g}1,i,k} + \frac{\Delta t_{\text{PFC}}}{T_g} \left(-\frac{\Delta f_{\text{mg},i,k}}{R_{\text{WTG}}} - \Delta P_{\text{g}1,i,k} \right) \quad (5)$$

$$\Delta P_{\text{g}2,i,k+1} = \Delta P_{\text{g}2,i,k} + \frac{\Delta t_{\text{PFC}}}{T_1} (\Delta P_{\text{g}1,i,k} - \Delta P_{\text{g}2,i,k}) \quad (6)$$

$$\Delta P_{\text{wtg},i,k} = \begin{cases} \Delta P_{\text{wtg},i,\text{max}} & \Delta P_{\text{g}2,i,k} \geq \Delta P_{\text{wtg},i,\text{max}} \\ \Delta P_{\text{g}2,i,k} & \Delta P_{\text{wtg},i,\text{min}} < \Delta P_{\text{g}2,i,k} < \Delta P_{\text{wtg},i,\text{max}} \\ \Delta P_{\text{wtg},i,\text{min}} & \Delta P_{\text{g}2,i,k} \leq \Delta P_{\text{wtg},i,\text{min}} \end{cases} \quad (7)$$

$$P_{\text{R},i,\text{min}} \leq \frac{\Delta P_{\text{wtg},i,k+1} - \Delta P_{\text{wtg},i,k}}{\Delta t_{\text{PFC}}} \leq P_{\text{R},i,\text{max}} \quad (8)$$

式中: T_g 和 T_1 分别为调速器和原动机的时间常数; R_{WTG} 为微型燃气轮机的调差系数; $\Delta P_{\text{g}1,i,k}$ 为第 k 个时间断面节点 i 微型燃气轮机调速器的有功功率调整量; $\Delta P_{\text{g}2,i,k}$ 为第 k 个时间断面节点 i 微型燃气轮机限幅前的有功功率调整量; $\Delta P_{\text{wtg},i,k}$ 为第 k 个时间断面节点 i 微型燃气轮机限幅后的实际有功功率调整量; $\Delta P_{\text{wtg},i,\text{max}}$ 和 $\Delta P_{\text{wtg},i,\text{min}}$ 分别为节点 i 微型燃气轮机的有功功率调整量上、下限; $P_{\text{R},i,\text{max}}$ 和 $P_{\text{R},i,\text{min}}$ 分别为节点 i 微型燃气轮机的有功功率爬坡上、下限。

对于形如式(7)这样的分段约束可以转化为“if...then...”逻辑的约束, 并采用大 M 法进行线性化转换, 下文式(13)同理, 具体结果详见附录 B 式(B1)、式(B2)。

2.2.3 储能^[8]

电池储能是一种用于防止功率平衡波动的基本电源设备, 也是调频的主要资源, 其传递函数 $G_{\text{BESS}}(s)$ 如附录 A 图 A2 所示, 用公式表示为:

$$G_{\text{BESS}}(s) = \frac{-1}{R_{\text{BESS}}} \left(\frac{1}{1+sT_{\text{BESS}}} \right) \quad (9)$$

式中: T_{BESS} 为电池储能系统的时间常数; R_{BESS} 为电池储能系统的调差系数。

其传递函数的差分方程如下所示:

$$\Delta P_{\text{s},i,k+1} = \Delta P_{\text{s},i,k} + \frac{\Delta t_{\text{PFC}}}{T_{\text{BESS}}} \left(-\frac{\Delta f_{\text{mg},i,k}}{R_{\text{BESS}}} - \Delta P_{\text{s},i,k} \right) \quad (10)$$

$$\Delta P_{\text{bess},i,k} = \begin{cases} \Delta P_{\text{bess},i,\text{max}} & \Delta P_{\text{s},i,k} \geq \Delta P_{\text{bess},i,\text{max}} \\ \Delta P_{\text{s},i,k} & \Delta P_{\text{bess},i,\text{min}} < \Delta P_{\text{s},i,k} < \Delta P_{\text{bess},i,\text{max}} \\ \Delta P_{\text{bess},i,\text{min}} & \Delta P_{\text{s},i,k} \leq \Delta P_{\text{bess},i,\text{min}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $\Delta P_{\text{s},i,k}$ 为第 k 个时间断面节点 i 储能限幅前的有功功率调整量; $\Delta P_{\text{bess},i,k}$ 为第 k 个时间断面节点 i 储能限幅后的实际有功功率调整量; $\Delta P_{\text{bess},i,\text{max}}$ 和 $\Delta P_{\text{bess},i,\text{min}}$ 分别为节点 i 储能的有功功率调整量上、下限。

2.2.4 超级电容^[20]

超级电容通过功率吸收或注入在增加电力系统的虚拟惯性方面发挥着重要作用。超级电容与电力系统的交换功率直接取决于频率波动的推导, 其传递函数 $G_{\text{UC}}(s)$ 如附录 A 图 A3 所示, 用公式表示为:

$$G_{\text{UC}}(s) = \frac{1}{1+sT_{\text{UC}}} \quad (12)$$

式中: T_{UC} 为超级电容的时间常数。

其传递函数的差分方程如下所示:

$$\Delta P_{uc,i,k+1} = \Delta P_{uc,i,k} + \frac{2H_{virtual,i}}{T_{uc}} (\Delta f_{mg,i,k+1} - \Delta f_{mg,i,k}) - \frac{\Delta t_{PFC}}{T_{uc}} (\Delta P_{uc,i,k}) \quad (13)$$

式中: $\Delta P_{uc,i,k}$ 为第 k 个时间断面节点 i 超级电容的有功功率调整量; $H_{virtual,i}$ 为节点 i 超级电容的虚拟惯量系数。

注意到超级电容的频率响应特性存在微分环节,其出力与频率变化率相关。当频率差值降到最低点时出力为零,在频率的回升过程反而会从系统中吸收有功功率,若其余电源已经触发限幅,该特性将不利于系统稳态频率恢复。此时,包含该电源的微电网应当与调频备用充足的微电网互联。因此,在极端场景下考虑不同特性电源频率响应特性对微电网群切分是有必要的。

3 微网群极限生存模型

3.1 微网群频率响应模型构建

基于上文构建的微电网频率响应模型,考虑到微电网群的动态切分,本文提出城市微网群频率响应模型由多个单独微电网频率响应模型组合而成,互联状态下不同微电网中的调频电源和切负荷措施共同作为支路与整体系统频率响应模型进行连接。需特别说明的是,图3所示的微电网为典型个例,实际微电网可能存在不同的电源配置,故各微电网单独切分形成的系统频率响应模型应有所不同。

单个微电网通过PCC开关或联络开关实现微电网间的互联,其中,PCC开关状态 z_{pcc} 和联络开关状态 z_{line} 均为优化模型的0-1决策变量(为1时开关闭合、为0时开关断开),决定了微网群的组合及切分。以图1所示微网群为例,线路 $l_1 \sim l_3, l_7$ 的状态由 z_{pcc} 决定,开关 $l_4 \sim l_6$ 的状态由 z_{line} 决定。当外部断供事故发生时,微网群可能以多种组合方式运行。例如,组合1微网群直接互联运行,组合2微电网重组为两个微网群运行,如附录A图A4所示。微网群极限生存模型的目的是得到微网群最优的组合切分形式,以提升关键负荷的灾后生存能力。微电网与微网群的切分影响包括微电网内的调频电源、切负荷控制、扰动量以及微网群整体的惯性常数。本文为了区分动态切分后可能出现的不同微网群的频率,定义了两个变量:通过公共母线互联的微网群频率 f_{bus} ,以及通过联络开关的闭合和PCC开关的断开实现孤岛互联的微网群频率 f_{mmg} 。

3.2 目标函数

目标函数 O 计及有功负荷的重要程度,以切负

荷量加权求和最小为目标,即

$$O = \min \sum_{i=1}^{N_L} \omega_i \Delta P_{L,i} \quad (14)$$

式中: ω_i 为负荷权重,其值越大代表权重越高; N_L 为系统中的负荷个数。

3.3 约束条件

微网群极限生存模型的约束条件包括开关状态约束、惯量等效约束、动态切分约束、紧急控制延时约束和频率安全性约束。

3.3.1 开关状态约束

由图1可知,微电网可通过公共母线或联络线实现互联,被独立切分的微电网区域将构成单独的频率响应模型,具有单独的频率。同时,其内部的调频电源也无法通过联络线支援其余微电网。注意到PCC开关和联络开关有如下关系:

1)当联络开关闭合时,联络开关两端的微电网PCC处的开关断开,形成孤岛微网群;

2)当微电网PCC处的开关与公共母线连接时,该微电网两端的联络开关处于常开状态。

上述关系可用以下约束表示:

$$-(1 - z_{line,a})M \leq \sum_{b \in \Pi_a} z_{pcc,b} \leq (1 - z_{line,a})M \quad (15)$$

$$-(1 - z_{pcc,b})M \leq z_{line,a} \leq (1 - z_{pcc,b})M \quad b \in \Pi_a \quad (16)$$

式中: $z_{line,a}$ 为线路 a 的联络开关状态; $z_{pcc,b}$ 为线路 b 的PCC开关状态; Π_a 为联络开关所在线路 a 两端微电网对应的PCC开关组成的集合; M 为一很大的正整数。

为方便表示,假设与某微电网相连的任一联络开关为闭合状态。令 $\gamma_i=1$ 表示该微电网处于孤岛互联状态,可用如下约束表示:

$$-M \sum_{a \in \Psi_i} z_{line,a} \leq \gamma_i \leq M \sum_{a \in \Psi_i} z_{line,a} \quad (17)$$

$$-(1 - z_{line,a})M \leq 1 - \gamma_i \leq (1 - z_{line,a})M \quad a \in \Psi_i \quad (18)$$

式中: Ψ_i 为微电网 i 两端联络开关序号组成的集合。

3.3.2 惯量等效约束

由于微网群的动态切分涉及微电网中具有同步能力调频电源的切分,需考虑惯量等效约束。微网群频率响应模型的转子运动方程如式(19)所示。

$$\Delta f_{mmg,k+1} = \Delta f_{mmg,k} + \frac{\Delta t_{PFC}}{2H} \left(-D \Delta f_{mmg,k} + \sum_{i \in \varphi} \Delta P_{mg,i,k} + \Delta P_{L,i} - \Delta P_{0,i} \right) \quad (19)$$

$$H = \sum_{i=1}^{N_{mg}} H_i \quad i \in \varphi \quad (20)$$

式中： $\Delta f_{mmg,k}$ 为第 k 个时间断面互联微电网整体的频率差值； H 为微网群整体惯性时间常数； D 为微网群整体阻尼系数； N_{mg} 为系统中的微电网个数； $\varphi = \{i | \gamma_i = 1\}$ 为孤岛互联的微电网序号集合。

与单个微电网的转子运动方程式(2)不同的是，式(19)中惯性时间常数 H 取决于微电网的切分状态，其等于互联的微电网经标么化的惯性时间常数之和。因此，式(19)中存在连续变量相除并使上述方程非线性，会导致模型呈非线性，即非线性规划(non-linear programming, NLP)问题，采用商业求解器一般很难求解，需要对非线性项进行线性化处理。为线性化该转子运动方程，在式(19)两边同乘以 H 并代入式(20)后得到：

$$2 \sum_{i \in \varphi} H_i \Delta f_{mmg,k+1} = 2 \sum_{i \in \varphi} H_i \Delta f_{mmg,k} + \Delta t_{PFC} \cdot \left(-D \Delta f_{mmg,k} + \sum_{i \in \varphi} \Delta P_{mg,i,k} + \Delta P_{L,i} - \Delta P_{0,i} \right) \quad (21)$$

由于存在两个连续变量相乘，该方程依然是非线性的。此处，定义一个辅助变量 $A_{i,k}$ 表示两个连续变量的乘积，即

$$A_{i,k} = H_i \Delta f_{mmg,k} \quad i \in \varphi \quad (22)$$

只有当某微电网与孤岛微网群互联即 γ_i 为1时，其惯性时间常数才会被纳入微网群的频率响应过程中考虑。因此，可结合大 M 法通过式(23)、式(24)进行线性化，最终得到与式(19)等效的线性化约束式(23)一式(25)。

$$-\gamma_i M \leq A_{i,k} \leq \gamma_i M \quad i \in \varphi \quad (23)$$

$$-\gamma_i M \leq 2H_i \Delta f_{mmg,k} - A_{i,k} \leq (1 - \gamma_i) M \quad i \in \varphi \quad (24)$$

$$\sum_{i \in \varphi} A_{i,k+1} = \sum_{i \in \varphi} A_{i,k} + \Delta t_{PFC} \cdot \left(-D \Delta f_{mmg,k} + \sum_{i \in \varphi} \Delta P_{mg,i,k} + \Delta P_{L,i} - \Delta P_{0,i} \right) \quad (25)$$

频率差值 Δf_{mmg} 的计算与前文定义的辅助变量 γ_i 耦合，而频率差值 Δf_{bus} 的计算与开关状态 z_{pcc} 耦合。因此，频率差值 Δf_{bus} 的差分约束构建与式(19)一式(25)相似，频率差值 Δf_{bus} 的差分约束构建见附录B式(B3)一式(B9)。

3.3.3 动态切分约束

微网群动态切分影响各微电网及微网群的频率

响应模型构建，具体频率和功率因切分关系引起的计算方式变化如式(26)、式(27)所示。

$$\Delta P_{mg,i,k} = \begin{cases} 0 & z_{pcc,i} = 0 \text{ 且 } \gamma_i = 0 \\ \sum_{j \in \Omega_i} \Delta P_{d,j,k} & z_{pcc,i} = 1 \text{ 或 } \gamma_i = 1 \end{cases} \quad (26)$$

$$\Delta f_{mg,i,k} = \begin{cases} \Delta f_{bus,k} & z_{pcc,i} = 1 \\ \text{式(2)} & z_{pcc,i} = 0 \text{ 且 } \gamma_i = 0 \\ \Delta f_{mmg,k} & z_{pcc,i} = 0 \text{ 且 } \gamma_i = 1 \end{cases} \quad (27)$$

式中： $\Delta P_{mg,i,k}$ 为第 k 个时间断面节点 i 微电网对外的实际有功功率调整量； $\Delta f_{bus,k}$ 为第 k 个时间断面公共母线的频率偏差。

式(26)表示若 $z_{pcc,i}$ 或 γ_i 为1，则节点 i 微电网处于互联状态，其对外功率调整量为微电网内调频电源的出力总和，否则为0。式(27)表示若 $z_{pcc,i}$ 为1，则节点 i 微电网与公共母线仍然相连，即该微电网的频率差值与所有与公共母线相连构成的微网群整体的频率差值相同；若 $z_{pcc,i}$ 为0且 $\gamma_i=1$ ，则表示节点 i 微电网与公共母线断开并形成孤岛互联微网群，即该微电网的频率差值与其互联的孤岛微电网构成的微网群整体的频率差值 Δf_{mmg} 相同，否则该微电网单独构成一个频率响应模型，其频率差值计算仅考虑微电网内部的调频电源。

形如式(26)、式(27)这样的分段约束无法直接求解，可转化为“if...then...”逻辑的约束并通过大 M 法进一步线性化得到：

$$-(z_{pcc,b} + \gamma_i) M \leq \Delta P_{mg,i,k} \leq (z_{pcc,b} + \gamma_i) M \quad (28)$$

$$-(1 - z_{pcc,b} - \gamma_i) M \leq \Delta P_{pcc,i,k} - \sum_{i \in \Omega_i} \Delta P_{d,i,k} -$$

$$\Delta P_{L,i} + \Delta P_{0,i} \leq (1 - z_{pcc,b} - \gamma_i) M \quad (29)$$

$$-(1 - z_{pcc,b}) M \leq \Delta f_{mg,i,k} - \Delta f_{bus,k} \leq (1 - z_{pcc,b}) M \quad (30)$$

$$-(1 - \gamma_i) M \leq \Delta f_{mg,i,k} - \Delta f_{mmg,k} \leq (1 - \gamma_i) M \quad (31)$$

$$\Delta f_{mg,i,k+1} - \Delta f_{mg,i,k} - \frac{\Delta t_{PFC}}{2H_i} \left(-D \Delta f_{mg,i,k} + \sum_{i \in \Omega_i} \Delta P_{d,i,k} + \Delta P_{L,i} - \Delta P_{0,i} \right) \leq (z_{pcc,b} + \gamma_i) M \quad (32)$$

$$-(z_{pcc,b} + \gamma_i) M \leq \Delta f_{mg,i,k+1} - \Delta f_{mg,i,k} - \frac{\Delta t_{PFC}}{2H_i} \left(-D \Delta f_{mg,i,k} + \sum_{i \in \Omega_i} \Delta P_{d,i,k} + \Delta P_{L,i} + \Delta P_{0,i} \right) \quad (33)$$

微网群动态切分还需满足如下功率平衡约束：

$$\Delta P_0 = \sum_{i=1}^{N_{mg}} \Delta P_{0,i} \quad (34)$$

式中: ΔP_0 为微网群整体扰动量。

式(34)表示微网群整体受到的扰动等于互联电网受到的扰动之和。

3.3.4 紧急频率控制延时约束

考虑到实际电网中,下层电网往往无法准确知悉上级电网的断开时间,仅依赖于本地孤岛检测会存在一定的时延 Δt_{delay} 。因此,实际上极限生存场景下的紧急频率控制动作并非在第1个时间断面进行,需要对式(25)作出如下修改:

$$\sum_{i \in \varphi} A_{i,k+1} = \sum_{i \in \varphi} A_{i,k} + \Delta t_{\text{PFC}} \left(-D\Delta f_{\text{mmg},k} + \sum_{i \in \varphi} \Delta P_{\text{mg},i,k} - \sum_{i \in \varphi} \Delta P_{0,i} \right) \quad \forall k \in \{0, 1, \dots, t_{\text{delay}}/\Delta t_{\text{PFC}}\} \quad (35)$$

$$\sum_{i \in \varphi} A_{i,k+1} = \sum_{i \in \varphi} A_{i,k} + \Delta t_{\text{PFC}} \left(-D\Delta f_{\text{mmg},k} + \sum_{i \in \varphi} \Delta P_{\text{mg},i,k} + \sum_{i \in \varphi} \Delta P_{L,i} - \Delta P_{0,i} \right) \quad \forall k \in \{t_{\text{delay}}/\Delta t_{\text{PFC}} + 1, \dots, \Gamma_T\} \quad (36)$$

3.3.5 频率安全性约束

暂稳态频率安全性约束可确保微电网在频率响应的暂态及稳态过程中,频率不越限且不触发频率保护动作。需特别说明的是,考虑到不同微电网中的电力设备及用户对用电质量的需求不同,本文假设孤岛切换过程中不同微电网对频率阈值的需求不同,具体表现为部分拥有关键负荷的微电网对频率阈值的需求较高,其暂稳态过程的频率上下限相对较高。具体如下:

$$\Delta f_{t,i,\min} \leq \Delta f_{\text{mg},i,k} \leq \Delta f_{t,i,\max} \quad (37)$$

$$\Delta f_{s,i,\min} \leq \Delta f_{\text{mg},i,T} \leq \Delta f_{s,i,\max} \quad (38)$$

$$f_{\text{rocof},i,k} = \frac{\Delta f_{\text{mg},i,k} - \Delta f_{\text{mg},i,k-2}}{2\Delta t_{\text{PFC}}} \quad (39)$$

$$f_{\text{rocof},i,\min} \leq f_{\text{rocof},i,k} \leq f_{\text{rocof},i,\max} \quad (40)$$

$$2H_i f_{\text{rocof},i,\min} \leq \frac{\Delta P_{0,i}}{S_B} \leq 2H_i f_{\text{rocof},i,\max} \quad (41)$$

式中: $\Delta f_{s,i,\min}$ 和 $\Delta f_{s,i,\max}$ 分别为稳态过程中节点 i 微电网频率最大值和最小值; $\Delta f_{t,i,\min}$ 和 $\Delta f_{t,i,\max}$ 分别为暂态过程中节点 i 微电网频率最大值和最小值; $f_{\text{rocof},i,k}$ 为第 k 个时间断面节点 i 微电网频率变化率; $f_{\text{rocof},i,\max}$ 和 $f_{\text{rocof},i,\min}$ 分别为节点 i 微电网的频率变化率最大值和最小值。

3.3.6 潮流与电压安全性约束

考虑到无功功率无法远距离传输,无功电压控制装备通常就地配置,城市局部电网内无功源荷基本平衡,极限生存策略仅关注进入孤岛运行后的稳态电压。潮流与电压安全性约束如下:

$$s_i + \sum S_{ki} = \sum S_{ij} \quad i \in \mathcal{N} \quad (42)$$

$$s_i = (s_i^{g0} + \Delta s_i^g) - (s_i^{l0} + \Delta s_i^{\text{ELS}}) \quad i \in \mathcal{N} \quad (43)$$

$$\Delta s_i^g = \Delta p_i^g + j\varphi_i^g \Delta p_i^g \quad i \in \mathcal{N}_g \quad (44)$$

$$\Delta s_i^{\text{ELS}} = \Delta p_i^{\text{ELS}} + j\varphi_i^{\text{ELS}} \Delta p_i^{\text{ELS}} \quad i \in \mathcal{N}_L \quad (45)$$

$$v_i - v_j = 2\text{Re}(z_{ij}^H S_{ij}) \quad ij \quad (46)$$

$$v_i^{\min} \leq v_i \leq v_i^{\max} \quad i \in \mathcal{N} \quad (47)$$

$$\sum_{c \in \omega} \sum_{i \in \mathcal{N}_L} \Delta P_{i,c}^{\text{ELS}} = \Delta P_{L,i} \quad i \in \mathcal{N}_L \quad (48)$$

式中: \mathcal{N} 、 \mathcal{N}_g 、 \mathcal{N}_L 、 \mathcal{E} 分别为系统节点、电源节点、负荷节点和线路集合; ω 为负荷权重的集合; s_i 为节点 i 注入的复功率; S_{ij} 为从节点 i 流向节点 j 的复功率; s_i^{g0} 、 Δs_i^g 分别为节点 i 接入电源在正常运行时的输出功率和极限生存中的功率变化量; s_i^{l0} 、 Δs_i^{ELS} 分别为节点 i 的负荷量和紧急切负荷量; Δp_i^g 为节点 i 接入的电源在极限生存中的有功功率变化量; Δp_i^{ELS} 为节点 i 的有功紧急切负荷量; φ_i^g 、 φ_i^{ELS} 分别为节点 i 负荷和电源的功率因数; v_i 为节点 i 电压幅值平方; v_i^{\max} 、 v_i^{\min} 分别为节点 i 电压幅值平方的上、下限; z_{ij}^H 为线路 $i \rightarrow j$ 的阻抗; $\Delta P_{i,c}^{\text{ELS}}$ 为节点 i 负荷优先级 c 的有功紧急切负荷量。

式(42)一式(46)表示线性潮流约束^[21];式(47)表示节点稳态电压安全约束;式(48)表示所有节点的所有优先级负荷的切负荷量之和等于紧急控制量。

3.4 整体极限生存模型

至此,微网群极限生存决策模型构建完毕。本文的决策变量包括:1)开关状态(z_{pcc} , z_{line});2)紧急切负荷量(ΔP_L);3)频率差值(Δf , Δf_{mg} , Δf_{mmg});4)有功功率调整量(ΔP_{wtg} , ΔP_s , ΔP_{uc} , ΔP_{mg});5)互联状态辅助变量(γ_i);6)惯量等效辅助变量(A , B);7)限幅辅助变量(z_{up} , z_{down});8)稳态变量(s_i , S_{ij} , v_i)。其中,1)、5)、7)为0-1变量,其余均为连续变量,整体模型如下所示。

$$\begin{cases} \min \sum_{i=1}^{N_L} \omega_i \Delta P_{L,i} \\ \text{s.t.} \quad \text{式(2)一式(13); 式(15)一式(18);} \\ \quad \quad \quad \text{式(19)一式(24); 式(26)一式(41);} \\ \quad \quad \quad \text{式(42)一式(48)} \end{cases} \quad (49)$$

由于上述微网群极限生存模型的控制变量涉及

连续变量和0-1变量,目标函数和约束条件均为线性,故为混合整数线性规划模型问题。该模型可利用成熟的商业求解器高效求解。

4 算例分析

本文利用Simulink仿真平台搭建了4个微电网互联的仿真模型,以验证所提微电网群紧急控制策略的有效性与准确性。拓扑结构及元件参数参考文献[22]所介绍的中国浙江省丽水南城芯片产业园微电网群,参数如附录C表C1所示。对于微电网群极限生存模型,使用Julia语言对优化模型进行建模,并调用Gurobi求解器进行求解。计算机CPU型号为IntelCorei7,主频为2.2 GHz,内存容量为16 GB。

算例测试拓扑如附录C图C1所示。算例中4个微电网各包含一个三级、二级和一级负荷。根据《电能质量 电力系统频率运行偏差》标准^[23],令MG2和MG3的微电网稳态频率偏差范围在 ± 0.2 Hz之间,即 $\Delta f_{s,\min} = -0.2$ Hz, $\Delta f_{s,\max} = 0.2$ Hz。暂态情况下,系统能够运行的频率偏差范围在 ± 0.5 Hz之间,即 $\Delta f_{t,\min} = -0.5$ Hz, $\Delta f_{t,\max} = 0.5$ Hz。由于MG1和MG4内微电网负荷对频率质量需求较低,设其暂态频率偏差范围在 ± 1 Hz之间,稳态频率偏差范围在 ± 0.5 Hz之间,本地孤岛检测时间 t_{delay} 取值为80 ms^[24]。

4.1 紧急控制策略效果分析

当电网正常运行时,联络线初始交换功率 $\Delta P_0 > 0$,表明上级电网向该微电网群中的各微电网均输送功率。本文设置各微电网的初始扰动量分别为1 000、790、830、690 kW,各微电网的可切负荷量小于等于故障瞬间的扰动量。为证明本文策略的优越性,制定以下3种对比场景:

- 场景1:故障时各微电网独立运行;
- 场景2:故障时微电网群直接互联;
- 场景3:故障时微电网群采用本文所提控制策略。

优化模型求解结果如表1所示。其中,场景1和2是既有策略,场景3是求解本文所提的微电网群极限生存模型得到的各开关状态,以得到微电网群最优组合切分形式,求解时间为274.5 s。

表1 不同场景下的计算结果
Table 1 Calculation results in various scenarios

场景	加权负荷量/kW	切分状态			
		MG1	MG2	MG3	MG4
1	5 009	0	0	0	0
2	11 545	1	1	1	1
3	3 972	0	0	1	1

注:0表示微电网独立切分运行;1表示微电网群互联运行。

从表1可以看出,本文所提紧急控制策略可计算得到相应电源配置和扰动下的最小加权切负荷量3 972 kW,相比于微电网群整体互联的场景2有所减少。可见,考虑不同微电网频率需求时,并非将所有微电网都进行互联才能达到最佳极限生存的效果。同时,本文所提策略保障了关键负荷的供电质量。因此,可针对各种不同实际场景下不同频率阈值需求的关键负荷分布及电源配置,制定相应的极限生存方案,实现微电网群的灵活自组态运行。

如附录C图C2所示,4个微电网均独立运行,MG1和MG4短时间在49.5 Hz以下运行。在附录C图C3中,4个微电网互联形成一个微电网群,暂态过程中频率均需不低于49.5 Hz。图4中,MG3和MG4互联形成微电网群,MG1独立切分运行以减少整体加权切负荷量。在整个故障暂态过程中,通过本文的紧急控制策略,在保证微电网群整体切负荷量最小的前提下,3个场景下的微电网暂态频率的最小值均没有低于其暂态频率最低值,同时,稳态频率也高于其稳态频率最低值,不存在供电质量差等问题,满足规定的电能质量要求。稳态节点电压幅值如附录C图C4所示。

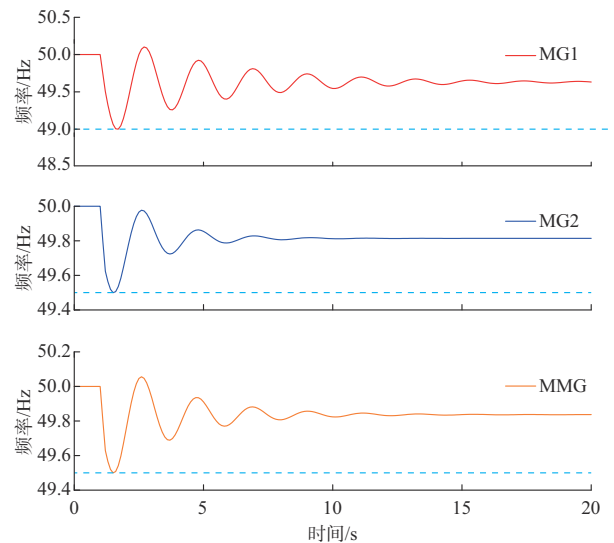


图4 场景3频率响应曲线
Fig. 4 Frequency response curves in scenario 3

图5所示为各场景下MG1至MG4紧急切负荷量对比。由图5可以看出,场景1各微电网独立运行,为满足暂稳态的频率安全性约束以及考虑到各微电网内配置的调频资源差异,MG4的暂稳态频率阈值较低。因此,当故障发生时允许频率下降到更低值等待电源响应出力,微电网内部调频资源可无须进行紧急切负荷来独立应对扰动,而其余微电网均切除了一定负荷。为保持频率安全,其中的MG3

切除了超过一半的负荷包括二级负荷,场景1下的加权切负荷总量为5 009 kW。作为对比,场景2下各微电网直接进行互联相当于微网群互联后4个微电网可视为一个整体,各微电网需要共同分担大扰动。为了优先保障权重较高的关键用电设施,同时满足较高频率需求的关键用电设施的暂稳态频率偏差,由于MG1的初始扰动量较大,互联后为满足较高的频率质量要求,其自身需切除大量负荷,其中也包含了较多二级负荷。场景2下的加权切负荷总量为11 549 kW,相比于场景1增加了近2倍。

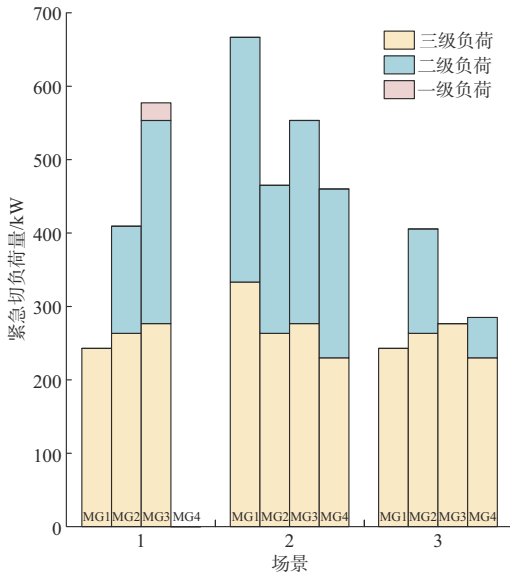


图5 各场景下紧急切负荷量对比

Fig. 5 Comparison of emergency load shedding in various scenarios

在场景3下,微网群划分结果如附录C图C5所示。图中:MG1和MG2切分独立运行;MG3和MG4进行孤岛互联重组为新的微网群。与场景2同理,后者两个微电网可视为一个整体运行在较高的暂稳态频率阈值下且发电资源共享,为优先保障权重较高的关键负荷,在切负荷时首先考虑切除三级负荷,再考虑切除二级负荷。场景3下的总切负荷量为3 972 kW,整体的加权切负荷量在3个场景中最小。由场景1可知,MG4虽然频率需求较低也能独立生存,但为了提高整体生存效果,其与MG3互联减少了整体二级负荷切除量。因此,通过本文所提策略有选择性地某些微电网互联,可在保障关键负荷供电的同时减少微网群整体切负荷量。

4.2 不同功率缺额下的模型有效性验证及求解效率分析

在上级送电通道断线事故背景下,其余条件保持不变,通过预设不同功率缺额分别解算紧急控制

策略,以检验微网群极限生存模型的有效性。调用Gurobi解算不同情况下的紧急控制策略和微网群动态切分方案。不同扰动下的微网群动态切分方案、目标函数值和求解时间如附录C表C2所示。

由附录C表C2可以看出,对于不同的功率缺额大小,所提微网群极限生存模型均能够解算得到紧急控制策略,并制定相应的微网群动态切分方案,在紧急切负荷量最小的前提下保证暂稳态频率安全,实现微网群灵活自组态运行。如表C2所示,求解时间随着扰动增大呈增加趋势,其原因主要是在扰动较小时,各微电网独立切分运行便能应对,开关变量容易确定,而随着扰动增大,系统触及频率最低值的时间更短,为保障频率安全性约束有效,优化模型在分支界定搜索最优微网群动态切分组合状态时,需考虑将更多的微电网互联,而因开关状态的决策存在更多可能,且需不断扩大搜索紧急切负荷量这一控制变量,增加了求解时间。

附录C表C3展示了表C2的4个场景在多次求解测试中的求解时间,结果均在6 min以内。由于本文方法的应用方式为离线计算和在线匹配策略,只要每个时段的计算时间不超过一个配电网时段(15 min),便可满足实际需求。由此可见,本文模型的计算时间符合上述要求。

5 结语

针对极端事件后城市上级电网送电通道断开导致下级微电网层级失电问题,本文提出一种极端事件影响下的微网群极限生存模型求解框架及其优化求解方法。考虑多类型调频资源协同,建立了微电网系统频率响应模型;基于差分离散化思想,考虑暂态频率约束及动态切分约束,以切负荷量最小为目标,建立考虑微网群动态切分的微网群极限生存模型。相比于不考虑微网群动态切分的紧急控制策略,本文提出的策略能够在确保关键负荷供电的前提下实现微网群灵活自组态运行,从而提高供电质量和调频资源利用效率,实现有限资源的优化配置,提升城市电网韧性。

本文重点关注微网群极限生存的数学规划模型建模,未来,将进一步深入研究加快求解速度的方法。一方面,从优化建模角度出发,针对减小数值误差和提升计算效率之间的矛盾关系,提出差分形式与步长选择方法,构建优化模型;另一方面,从求解算法角度出发,基于极限生存问题特点,设计高效求解方法。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>), 扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] 孙华东, 许涛, 郭强, 等. 英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(21): 6183-6192.
SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in Great Britain power grid on August 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in China [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6183-6192.
- [2] 和敬涵, 李长城, 张沛, 等. 基于改进标签传播算法的电力系统并行恢复分区方法[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1776-1782.
HE Jinghan, LI Changcheng, ZHANG Pei, et al. A partitioning method for power system parallel restoration based on modified label propagation algorithm [J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1776-1782.
- [3] 李越嘉, 杨莹, 常国祥. 微电网技术在中国的研究应用现状和前景展望[J]. 中国电力, 2016, 49(增刊1): 154-158.
LI Yuejia, YANG Ying, CHANG Guoxiang. Research and application status and prospect of microgrid technology in China [J]. Electric Power, 2016, 49(S1): 154-158.
- [4] IEEE PES Task Force. Methods for analysis and quantification of power system resilience [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(5): 4774-4787.
- [5] 况理, 文云峰, 陆艺丹, 等. 含虚拟同步机的微电网频率稳定约束优化调度模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 71-83.
KUANG Li, WEN Yunfeng, LU Yidan, et al. Frequency stability constrained optimal dispatch model of microgrid with virtual synchronous machines [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 71-83.
- [6] 张蕊, 王程, 王海云, 等. 主动支撑电网频率的园区多能微网优化运行[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(3): 889-903.
ZHANG Rui, WANG Cheng, WANG Haiyun, et al. Operation dispatch model of district multi-energy microgrid with frequency active supporting ability [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(3): 889-903.
- [7] REZAEI N, AHMADI A, KHAZALI A H, et al. Energy and frequency hierarchical management system using information gap decision theory for islanded microgrids [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2018, 65(10): 7921-7932.
- [8] NAKIGANDA A M, DEHGHAN S, MARKOVIC U, et al. A stochastic-robust approach for resilient microgrid investment planning under static and transient islanding security constraints [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(3): 1774-1788.
- [9] GHOLAMI A, SUN X A. Towards resilient operation of multimicrogrids: an MISOCP-based frequency-constrained approach [J]. IEEE Transactions on Control of Network Systems, 2019, 6(3): 925-936.
- [10] ANDERSON P M, MIRHEYDAR M. A low-order system frequency response model [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1990, 5(3): 720-729.
- [11] JAVADI M, GONG Y Z, CHUNG C Y. Frequency stability constrained microgrid scheduling considering seamless islanding [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(1): 306-316.
- [12] 张秋萍, 董旭柱, 尚磊, 等. 弱通信条件下计及暂态频率约束的小水电微电网紧急控制策略研究[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2475-2484.
ZHANG Qiuping, DONG Xuzhu, SHANG Lei, et al. Research on emergency control strategy of small hydropower microgrid considering transient frequency constraints under weak communication conditions [J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2475-2484.
- [13] 范培潇, 柯松, 杨军, 等. 基于改进多智能体深度确定性策略梯度的多微网负荷频率协同控制策略[J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3504-3514.
FAN Peixiao, KE Song, YANG Jun, et al. Load frequency coordinated control strategy of multi-microgrid based on improved MA-DDPG [J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3504-3514.
- [14] 柯德平, 冯帅帅, 刘福锁, 等. 新能源发电调控参与的送端电网直流闭锁紧急频率控制策略快速优化[J]. 电工技术学报, 2022, 37(5): 1204-1218.
KE Deping, FENG Shuaishuai, LIU Fusuo, et al. Rapid optimization for emergent frequency control strategy with the power regulation of renewable energy during the loss of DC connection [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(5): 1204-1218.
- [15] 钟祖浩, 文云峰, 叶希, 等. 多类型资源协调的“双高”送端电网频率紧急控制策略[J]. 电网技术, 2024, 48(9): 3801-3811.
ZHONG Zuhao, WEN Yunfeng, YE Xi, et al. Emergency frequency control strategy for double-high sending-end grids with coordination of multiple resources [J]. Power System Technology, 2024, 48(9): 3801-3811.
- [16] 王彤, 刘九良, 朱劭璇, 等. 基于随机森林的电力系统暂态稳定评估与紧急控制策略[J]. 电网技术, 2020, 44(12): 4694-4701.
WANG Tong, LIU Jiuliang, ZHU Shaoxuan, et al. Transient stability assessment and emergency control strategy based on random forest in power system [J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4694-4701.
- [17] 国家市场监督管理总局, 中国国家标准化管理委员会. 微电网接入电力系统技术规定: GB/T 33589—2017[S]. 北京: 中国标准出版社, 2017.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. Technical requirements for connecting microgrid to power system: GB/T 33589—2017[S]. Beijing: Standards Press of China, 2017.
- [18] MAJUMDER R, GHOSH A, LEDWICH G, et al. Power management and power flow control with back-to-back converters in a utility connected microgrid [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(2): 821-834.
- [19] ZHANG Z Y, DU E S, TENG F, et al. Modeling frequency dynamics in unit commitment with a high share of renewable energy [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(6): 4383-4395.

- [20] JAVADI M, AMRAEE T, CAPITANESCU F. Look ahead dynamic security-constrained economic dispatch considering frequency stability and smart loads[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2019, 108: 240-251.
- [21] BARAN M E, WU F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1989, 4(2): 1401-1407.
- [22] 刘运鑫,姚良忠,赵波,等.考虑灵活组群的配电网-微电网群低碳经济调度方法[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(20): 59-68.
LIU Yunxin, YAO Liangzhong, ZHAO Bo, et al. Low-carbon economic dispatch of distribution network-microgrid clusters considering flexible clustering[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(20): 59-68.
- [23] 国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会.电能质量 电力系统频率偏差:GB/T 15945—2008[S].北京:中国标准出版社,2008.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. *Power quality—Frequency deviation for power system: GB/T 15945—2008*[S]. Beijing: Standards Press of China, 2008.
- [24] 毕永健,徐丙垠,赵艳雷,等.同步定频微电网的并网/孤岛无缝切换控制策略[J]. *电网技术*, 2022, 46(3): 923-933.
BI Yongjian, XU Bingyin, ZHAO Yanlei, et al. Seamless transfer control strategy between grid-connected and islanding operation for synchronous fixed-frequency microgrid[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(3): 923-933.
- 王子渊(2000—),男,硕士研究生,主要研究方向:城市电网极限生存。E-mail: 22121519@bjtu.edu.cn
- 许寅(1986—),男,通信作者,博士,教授,博士生导师,主要研究方向:韧性电网、电力交通融合、电力系统高性能计算等。E-mail: xuyin@bjtu.edu.cn
- 吴翔宇(1990—),男,副教授,博士生导师,主要研究方向:微电网运行控制、韧性电网。E-mail: wuxiangyu@bjtu.edu.cn

(编辑 章黎)

Emergency Frequency Control Strategy of Microgrid Clusters for Extreme Survival of Critical Urban Loads

WANG Ziyuan, XU Yin, WU Xiangyu, LI Jiaxu

(School of Electrical Engineering, Beijing Jiaotong University, Beijing 100444, China)

Abstract: The proportion of electricity received outside the urban power grid is high, and extreme events leading to connectivity failures in the power transmission channels of the urban superior power grid may cause major power outages. In this extreme scenario, by flexible self-configuration operation and supply guarantee of microgrid clusters, the critical load survival can be achieved. However, the large transient frequency fluctuation of microgrids during sudden power shortages directly affects the success or failure of self-configuration operation and supply guarantee. Firstly, a framework for solving the extreme survival problem of microgrid clusters is proposed, and dynamic frequency constraints for microgrids considering multi-source collaboration are constructed based on the system frequency response model. Secondly, the frequency response model of microgrid containing nonlinear constraints such as ordinary differential equations and limiting links is differentially discretized based on the forward Euler method. Then, according to the generator tripping and load shedding during the transient frequency response of microgrid clusters, a microgrid cluster model for extreme survival is constructed considering inertia equivalent constraints, control action delay constraints and dynamic segmentation constraints. By solving a mixed-integer linear programming model, the emergency frequency control strategy and the segmentation state of microgrid clusters are obtained to coordinate multiple frequency regulation resources and minimize the load shedding volume while ensuring frequency safety. This model can be efficiently solved using mature commercial solvers. Finally, the effectiveness and superiority of the proposed emergency frequency control strategy of microgrid clusters are verified through numerical simulation analysis.

This work is supported by National Key R&D Program of China (No. SQ2022YFB2400029), State Grid Corporation of China (No. 52094023001H) and State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company (No. 52094023003J).

Key words: microgrid cluster; extreme survival; extreme events; emergency frequency control; mixed-integer linear programming



附录 A

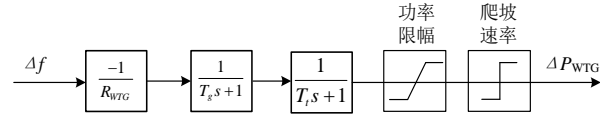


图 A1 微型燃气轮机频率控制模型

Fig. A1 Frequency control model of micro gas turbine

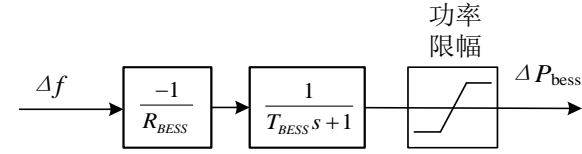


图 A2 电池储能系统频率控制模型

Fig. A2 Frequency control model of BESS

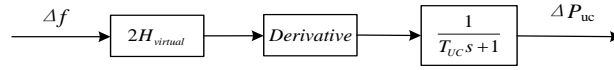


图 A3 电池储能系统频率控制模型

Fig. A3 Frequency control model of ultracapacitor

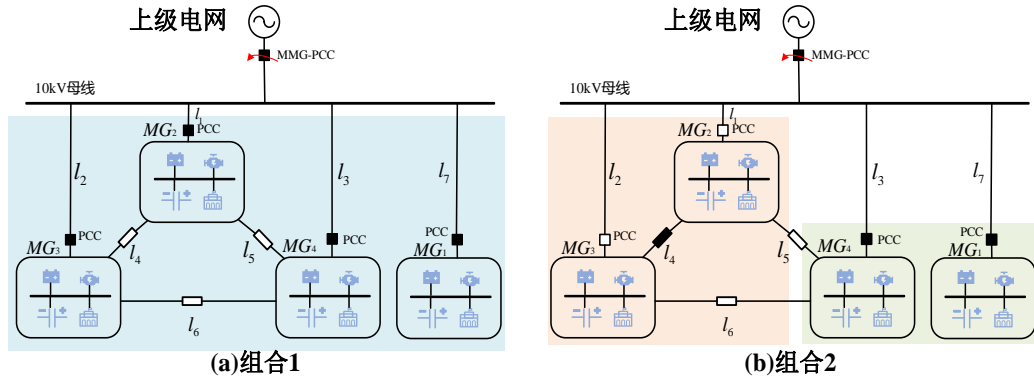


图 A4 微网群的多组组合方式

Fig. A4 The variety of combinations of microgrid cluster

附录 B

$$\begin{cases}
 \text{if } \Delta P_{g2,i,k} \geq \Delta P_{\text{wtg},i,\text{max}} & \text{then } z_{\text{up},i,k} = 1 \\
 \text{if } z_{\text{up},i,k} = 1 & \text{then } \Delta P_{\text{wtg},i,k} = \Delta P_{\text{wtg},i,\text{max}} \\
 \text{if } \Delta P_{g2,i,k} \leq \Delta P_{\text{wtg},i,\text{min}} & \text{then } z_{\text{down},i,k} = 1 \\
 \text{if } z_{\text{down},i,k} = 1 & \text{then } \Delta P_{\text{wtg},i,k} = \Delta P_{\text{wtg},i,\text{min}} \\
 \text{if } \Delta P_{g2,i,k} < \Delta P_{\text{wtg},i,\text{max}} & \text{then } z_{\text{up},i,k} = 0 \\
 \text{if } \Delta P_{g2,i,k} > \Delta P_{\text{wtg},i,\text{max}} & \text{then } z_{\text{down},i,k} = 1 \\
 \text{if } z_{\text{down},i,k} + z_{\text{up},i,k} = 0 & \text{then } \Delta P_{\text{wtg},i,k} \geq \Delta P_{g2,i,k} \\
 \text{if } z_{\text{down},i,k} + z_{\text{up},i,k} = 0 & \text{then } \Delta P_{\text{wtg},i,k} \leq \Delta P_{g2,i,k}
 \end{cases}
 \quad (\text{B1})$$

$$\begin{cases}
\Delta P_{g^2,i,k} - \Delta P_{\text{wtg},i,\max} \leq M z_{\text{up},i,k} \\
\Delta P_{\text{wtg},i,k} - \Delta P_{\text{wtg},i,\max} \geq -M(1 - z_{\text{up},i,k}) \\
\Delta P_{\text{wtg},i,k} - \Delta P_{\text{wtg},i,\max} \leq M(1 - z_{\text{up},i,k}) \\
\Delta P_{g^2,i,k} - \Delta P_{\text{wtg},i,\min} \geq -M z_{\text{down},i,k} \\
\Delta P_{\text{wtg},i,k} - \Delta P_{\text{wtg},i,\min} \geq -M(1 - z_{\text{down},i,k}) \\
\Delta P_{\text{wtg},i,k} - \Delta P_{\text{wtg},i,\min} \leq M(1 - z_{\text{down},i,k}) \\
\Delta P_{g^2,i,k} - \Delta P_{\text{wtg},i,\max} \geq -M(1 - z_{\text{up},i,k}) \\
\Delta P_{g^2,i,k} - \Delta P_{\text{wtg},i,\min} \leq M(1 - z_{\text{down},i,k}) \\
\Delta P_{\text{wtg},i,k} - \Delta P_{g^2,i,k} \geq -M(z_{\text{up},i,k} + z_{\text{down},i,k}) \\
\Delta P_{\text{wtg},i,k} - \Delta P_{g^2,i,k} \leq M(z_{\text{up},i,k} + z_{\text{down},i,k})
\end{cases} \quad (\text{B2})$$

式中: $z_{\text{up},i,k}$ 为第k个时间断面节点*i*微型燃气轮机功率调节上限辅助变量, $z_{\text{down},i,k}$ 为第k个时间断面节点*i*微型燃气轮机功率调节下限辅助变量

$$\Delta f_{\text{bus},k+1} = \Delta f_{\text{bus},k} + \frac{\Delta t_{\text{PFC}}}{2H} \left(-D\Delta f_{\text{bus},k} + \sum_{i \in \eta} \Delta P_{\text{mg},i,k} + \Delta P_{\text{L},i} - \Delta P_{0,i} \right) \quad (\text{B3})$$

$$B_{i,k} = H_i \Delta f_{\text{bus},k} \quad i \in \eta \quad (\text{B4})$$

$$-z_{\text{pcc},i} M \leq B_{i,k} \leq z_{\text{pcc},i} M \quad i \in \eta \quad (\text{B5})$$

$$-z_{\text{pcc},i} M \leq 2H_i \Delta f_{\text{bus},k} - B_{i,k} \leq (1 - z_{\text{pcc},i}) M \quad i \in \eta \quad (\text{B6})$$

$$\sum_{i \in \eta} B_{i,k+1} = \sum_{i \in \eta} B_{i,k} + \Delta t_{\text{PFC}} \left(-D\Delta f_{\text{bus},k} + \sum_{i \in \eta} \Delta P_{\text{mg},i,k} + \Delta P_{\text{L},i} - \Delta P_{0,i} \right) \quad (\text{B7})$$

$$\sum_{i \in \eta} B_{i,k+1} = \sum_{i \in \eta} B_{i,k} + \Delta t_{\text{PFC}} \left(-D\Delta f_{\text{bus},k} + \sum_{i \in \eta} \Delta P_{\text{mg},i,k} - \sum_{i \in \eta} P_{0,i} \right) \quad \forall k \in \{0, \dots, t_{\text{delay}}/\Delta t_{\text{PFC}}\} \quad (\text{B8})$$

$$\sum_{i \in \eta} B_{i,k+1} = \sum_{i \in \eta} B_{i,k} + \Delta t_{\text{PFC}} \left(-D\Delta f_{\text{bus},k} + \sum_{i \in \eta} \Delta P_{\text{mg},i,k} + \sum_{i \in \eta} P_{\text{L},i} - P_{0,i} \right) \quad \forall k \in \{t_{\text{delay}}/\Delta t_{\text{PFC}} + 1, \dots, \Gamma_T\} \quad (\text{B9})$$

式中: $\Delta f_{\text{bus},k}$ 为第k个时间断面与公共母线互联微电群整体的频率差值; $\eta = \{k | z_{\text{pcc},k} = 1\}$ 表示通过公共母线互联的微电网序号集合; $B_{i,k}$ 为辅助变量表示两个连续变量的乘积,与 $A_{i,k}$ 同理。

附录 C

表 C1 微网群模型的系统参数^[9,22]

Table C1 System parameters of microgrid cluster model

参数	值	参数	值
T_g	0.18 s	H	3.8 s
T_t	1 s	H_{virtual}	1 s
T_{BESS}	0.2 s	R_{WTG}	0.0125 Hz/p.u. MW
T_{UC}	0.2 s	R_{BESS}	0.0167 Hz/p.u. MW

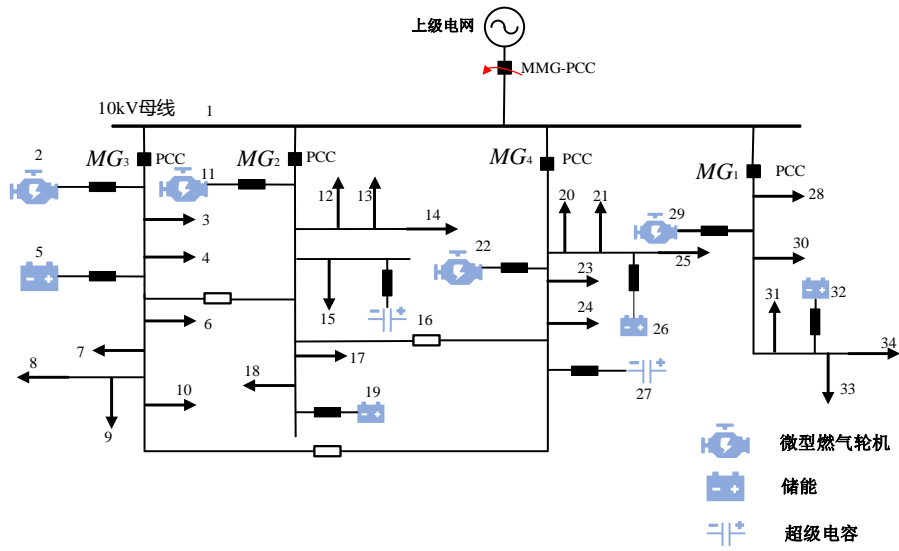


图 C1 算例拓扑图
Fig. C1 Example topology diagram

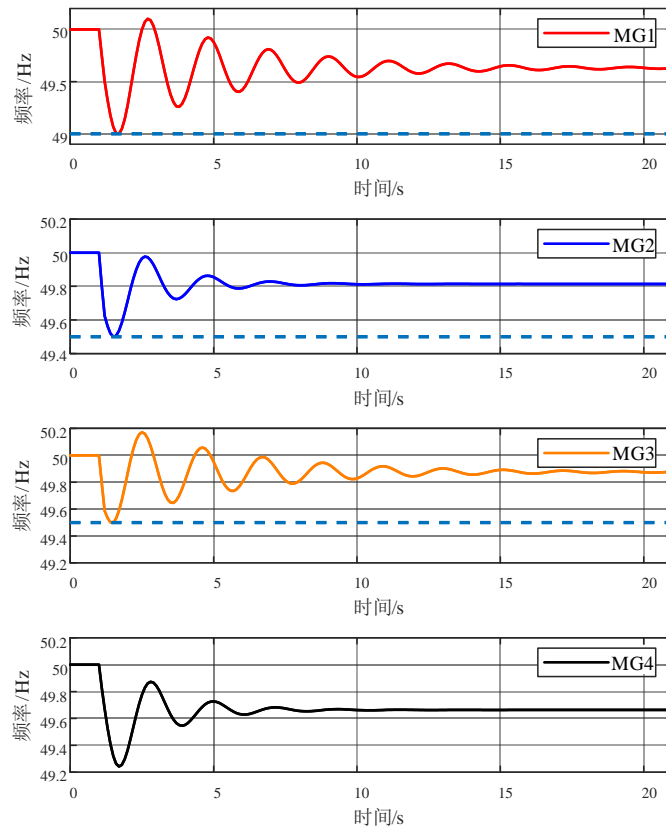


图 C2 场景 1 频率响应曲线
Fig. C2 Frequency response curves of scenario 1

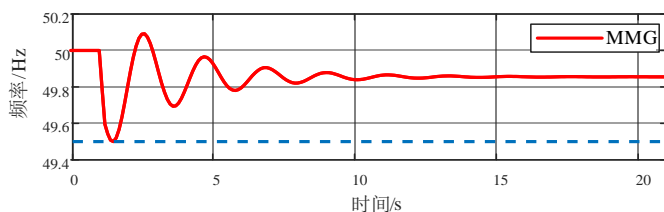


图 C3 场景 2 频率响应曲线
Fig. C3 Frequency response curves of scenario 2

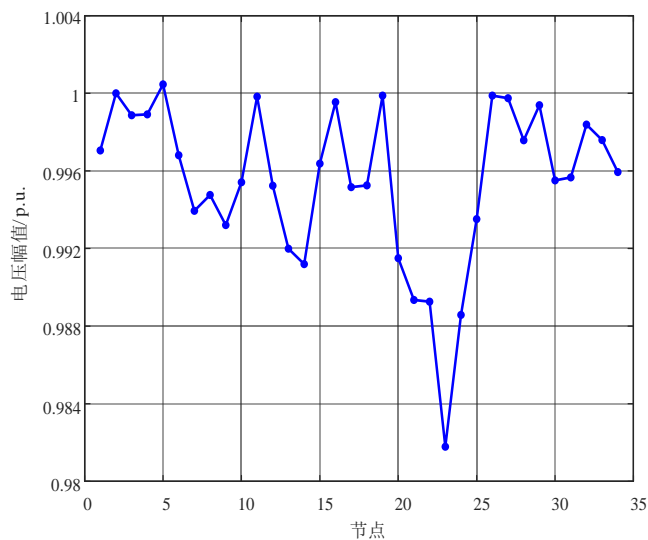


图 C4 节点电压幅值
Fig. C4 Node voltage amplitude of system

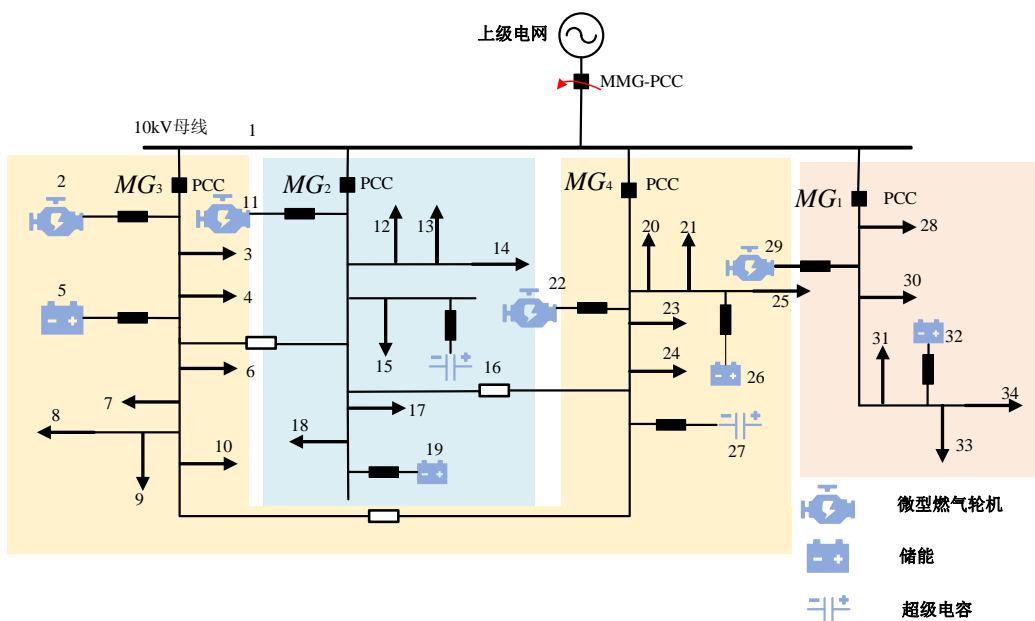


图 C5 场景 3 微网群划分结果
Fig. C5 Multi-microgrids partition result in scenario 3

表 C2 微网群极限生存模型有效性检验
Table C2 Validation of the microgrid cluster extreme survival model

扰动大小/kW	切分方案	目标函数值/kW	求解时间/s
[800;632; 664;552]	MG1、2、3、4 均切分独立运行	103.47	230.81 s
[900;711; 747;621]	MG1、2、3、4 均切分独立运行	355.91	267.20 s
[1000;790; 830;690]	MG1、2切分独立运行 MG3、4互联运行	1368.89	289.19 s
[1100;869; 913;759]	MG1、2切分独立运行 MG3、4互联运行	6787.75	308.05 s

表 C3 不同扰动大小场景下求解时间
Table C3 Solution times under scenarios with different disturbance

场景	求解时间/s		
	最大	最小	平均
场景 1	244.17	216.04	235.42
场景 2	276.61	257.83	262.40
场景 3	303.11	286.12	296.89 s
场景 4	315.95	294.66	307.53