

# 考虑网络重构的微电网并/离网协同 调度策略研究

瞿波,李鑫,项兴尧,张萍,王丹

(国网湖北省电力有限公司十堰供电公司,湖北 十堰 442000)

**摘要:**针对微电网的并/离网调度问题,提出了一种考虑动态网络重构的微电网优化调度模型。该模型基于Benders分解将微电网最优调度问题分为并网运行主问题和孤岛运行子问题,当并网运行调度计划无法保证孤岛运行的可行性时,可通过动态调整主问题中微电网的网络拓扑结构、机组出力以及储能和可调负荷的调度计划以满足子问题的相关约束条件。提出一种考虑网络重构的新型线性化配电网潮流模型,以支撑优化调度模型的求解,引入基于无迹变换的随机框架使得所提模型更加符合实际电网情况。通过IEEE33节点测试网络的仿真分析,验证了所提模型的有效性和优越性。

**关键词:**微电网;优化调度;网络重构;线性潮流模型;无迹变换

**中图分类号:**TM732 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed25104

## Research on Microgrid Parallel/Off Grid Collaborative Scheduling Strategy When Considering Network Reconfiguration

QU Bo, LI Xin, XIANG Xingyao, ZHANG Ping, WANG Dan

(State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd. Shiyan Power Supply Company, Shiyan 442000, Hubei, China)

**Abstract:** A microgrid optimization scheduling model considering dynamic network reconstruction was proposed for the parallel and off grid scheduling problem of microgrids. The proposed model was based on Benders decomposition and decomposes the optimal scheduling problem of microgrids into a grid-connected operation master problem and an islanded operation subproblem. When the grid-connected operation scheduling plan cannot guarantee the feasibility of island operation, the network topology structure, unit output, and scheduling plan of energy storage and adjustable loads in the main problem can be dynamically adjusted to meet the relevant constraints of the subproblem. A new linearized power flow model for distribution networks that considers network reconstruction was proposed to support the solution of the proposed optimized scheduling model. A random framework based on unscented transform (UT) was introduced to make the proposed model more in line with the actual power grid situation. The effectiveness and superior performance of the proposed model were verified through simulation analysis of the IEEE33 node test network.

**Key words:** microgrid; optimization scheduling; network reconstruction; linear power flow model; unscented transform (UT)

近年来,随着化石能源的枯竭,可再生能源发电成为了解决能源需求和环境保护矛盾之间的有效途径。作为可再生能源并网的主要形式,微电网及其相关技术也得以迅速发展,然而,由于可再生能源出力具有间歇性和波动性,其带来的微电网运行调度问题也更加复杂<sup>[1]</sup>。

微电网通常以并网模式接入主网运行以保

证其运行效益,在出现故障、灾害等不可预见事故时,则需要切换到孤岛运行模式以保证其内部负荷及设备的供电安全。然而,由于并网运行和孤岛运行两者调度目标的不同,微电网在并网状态下的运行水平可能无法适用于孤岛运行的调度目标,从而导致出现供电质量和经济性方面的问题<sup>[2-3]</sup>。

**基金项目:**国网湖北省电力有限公司科技项目(5215C0220001)

**作者简介:**瞿波(1971—),男,本科,助理工程师,主要研究方向为电力系统调度运行,Email:3332679092@qq.com

微电网的优化调度是指在满足负荷需求、目标函数以及约束条件的前提下,通过调整运行策略、采用合适的解析法和智能优化算法等对分布式电源(distributed generation, DG)的出力和系统结构进行优化,从而实现系统运行结果的经济社会效益、供电可靠性以及网络损耗等多目标或者某一单一目标函数达到最优<sup>[4-5]</sup>。文献[6]在考虑各类电源约束条件下,建立以最小发电成本为目标的经济调度模型,但未考虑微电网与主网的能量交互问题;文献[7]将综合评估模型添加到孤岛微电网经济调度模型,从而得到不同侧重目标下的最优调度方案;文献[8]提出基于净现值的目标函数,应用二次规划算法和粒子群算法(particle swarm optimization, PSO)求解最优运行成本和网络损耗,但PSO算法易陷入局部最优且收敛速度慢;文献[9]提出了改进鸟群算法求解微电网孤岛运行的优化调度问题,具有良好的收敛速度和搜索精度。

综上所述,目前研究均侧重于考虑微电网并网或者孤岛运行模式中的一种,而对于并/离网切换的优化调度问题鲜有涉及。且随着DG接入比例和电力电子装置的增加,微电网结构变得更加复杂,在对微电网优化调度问题进行建模时,通常会涉及大量非线性耦合的优化目标和约束条件,从而使得系统优化调度问题变得难以求解<sup>[10]</sup>。

本文针对微电网并/离网的协同调度,提出一种基于Benders分解的优化调度模型,为了实现对该模型的有效求解,提出一种基于最小近似值的配电网线性潮流模型,用于求解考虑动态网络重构的微电网最优调度问题。为了使所提优化调度模型更加契合实际电网,引入基于无迹变换(unscented transform, UT)的随机框架对电网的不确定性进行建模。仿真结果表明本文所提模型具有高精度特性,考虑网络重构对微电网进行调度能够明显提高微电网运行经济性。

## 1 微电网并/离网优化调度模型

对于微电网并/离网优化调度问题,通常需要引入复杂变量(二次项变量),这将导致优化算法的求解效率降低,若此时仍将微电网运行优化调度问题作为一个整体进行求解,则无法快速得到最优解。相比较综合调度算法,基于Benders分解的算法可以通过将问题划分为若干个较小的问题并通过迭代找到最优解<sup>[11]</sup>,能够在有限

迭代次数内对问题的快速求解,不需要进行大量、长时间的计算,同时能够实现将微电网并网运行和孤岛运行进行解耦处理。因此,本文采用基于Benders分解的迭代模型对微电网并/离网优化调度进行分解和协同,该模型如图1所示。

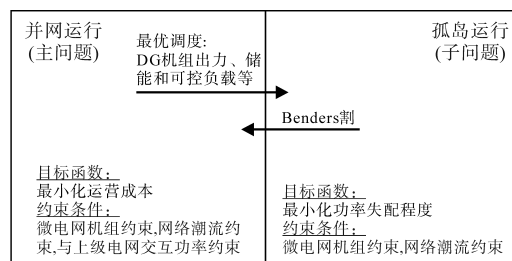


图1 所提考虑动态网络重构的微电网优化调度模型

Fig.1 The proposed microgrid optimization scheduling model considering dynamic network reconstruction

在该模型中,本文将微电网并网运行作为主问题,孤岛运行作为子问题,在主问题中求解得到的最优解代入子问题中以检查微电网是否能够有切换到孤岛运行的能力。若该解无法满足切换到孤岛运行的条件,则说明微电网的发电机组出力不足或拓扑结构不合适,需要产生Benders割,并将其发送回主问题以修改最优解,直到主问题的解可以满足并网运行和孤岛运行为止。该过程通过修改解而不是多次求解整个问题进行迭代,从而节省了大量的时间。

但是,由于Benders割仅能够反映本轮主问题最优解附近起约束作用的子问题,其为这类子问题对应解空间的线性近似,无法完全对应下一轮子问题可行解处的安全约束空间,因此,Benders分解算法可能存在着求解不精确的问题<sup>[12]</sup>。对应于本文所提微电网优化调度场景,该问题可具体表现为:在某些情况下,主问题修改后的解可能无法提供可行的运行条件来保证微电网孤岛模式的运行。对此,本文利用网络重构技术,通过对非关键负荷进行削减或转移,以保证整个系统的功率平衡,当满足各种场景下的孤岛切换时,即可得到最终的最优解。

在求解子问题时,需要确定微电网切换到孤岛运行的时刻以及在孤岛状态下的持续运行时间,对此,本文利用孤岛运行 $T-\tau$ 准则对时变的切换孤岛运行时间和持续时间进行表征<sup>[13]</sup>,其中, $T$ 为微电网调度优化周期, $h$ ;  $\tau$ 为任何场景下,能够保证孤岛持续运行的最短时间, $h$ 。该准则可以确保微电网在数个小时孤岛运行中的可靠性和储存充足的上网电量。

所提模型需要解决的另一个关键问题是对微电网和配电网进行正确的建模。现有方法通常依靠非线性迭代模型来确定配电网潮流<sup>[14]</sup>,而Benders分解算法仅适用于线性规划问题,因此这些模型不适合在本文所提分解算法中使用,不利于Benders割的生成;而一些其他的建模方法虽然是线性的<sup>[15-16]</sup>,但负载模型是基于阻抗建立的,同样不适用于本文所提的算法结构。为此,本文提出了一种基于最小近似值的线性潮流模型,该模型能够有效计算线路潮流、母线电压的幅值和相角以及网络损耗。

考虑到网络重构可通过切换开关来降低网络功率损耗所带来的成本<sup>[17]</sup>,提高系统运行的可靠性,本文利用网络重构这一特性对微电网模型进行搭建,兼顾了经济性和可靠性。

## 2 基于最小近似值的配电网线性潮流模型

### 2.1 微电网组件建模

微电网系统组件主要由可调度的分布式电源(DG)、分布式储能装置以及可控负载三大部分组成。其中,可调度DG的约束条件如下式:

$$P_{\min}^G x_{m,t}^G \leq P_{m,t}^G \leq P_{\max}^G x_{m,t}^G \quad \forall m \in \Omega^{BG}, \forall t \in \Omega^T \quad (1)$$

$$Q_{\min}^G x_{m,t}^G \leq Q_{m,t}^G \leq Q_{\max}^G x_{m,t}^G \quad \forall m \in \Omega^{BG}, \forall t \in \Omega^T \quad (2)$$

$$P_{m,t}^G - P_{m,t-1}^G \leq RU_m^G \quad \forall m \in \Omega^{BG}, \forall t \in \Omega^T \quad (3)$$

$$P_{m,t-1}^G - P_{m,t}^G \leq RD_m^G \quad \forall m \in \Omega^{BG}, \forall t \in \Omega^T \quad (4)$$

$$T_{m,t}^{G-on} \geq UT_m^G (x_{m,t}^G - x_{m,t-1}^G) \quad \forall m \in \Omega^{BG}, \forall t \in \Omega^T \quad (5)$$

$$T_{m,t}^{G-off} \geq DT_m^G (x_{m,t-1}^G - x_{m,t}^G) \quad \forall m \in \Omega^{BG}, \forall t \in \Omega^T \quad (6)$$

式中: $x_{m,t}^G$ 为节点 $m$ 所接入DG在 $t$ 时刻的工作状态,其值为1或0,其值取1时表示投入,其值取0时表示切出; $P_{m,t}^G, Q_{m,t}^G$ 分别为DG机组在 $t$ 时刻输出的有功和无功; $P_{\max}^G, P_{\min}^G$ 分别为DG机组输出有功功率的上、下限; $Q_{\max}^G, Q_{\min}^G$ 分别为DG机组输出无功功率的上、下限; $RU_m^G, RD_m^G$ 分别为DG机组增发和减发速率限制; $T_{m,t}^{G-on}, T_{m,t}^{G-off}$ 为DG机组持续开/关小时数; $UT_m^G, DT_m^G$ 为DG机组最小启动/停止时间; $\Omega^{BG}$ 为所有接入DG的母线集合; $\Omega^T$ 为所有调度优化时间周期集合。

分布式储能装置的约束条件如下式所示:

$$P_{\min}^{ch} y_{m,t}^{ch} \leq P_{m,t}^{ch} \leq P_{\max}^{ch} y_{m,t}^{ch} \quad \forall m \in \Omega^{BS}, \forall t \in \Omega^T \quad (7)$$

$$P_{\min}^{disch} y_{m,t}^{disch} \leq P_{m,t}^{disch} \leq P_{\max}^{disch} y_{m,t}^{disch} \quad \forall m \in \Omega^{BS}, \forall t \in \Omega^T \quad (8)$$

$$C_{m,t}^S = C_{m,t-1}^S - \frac{P_{m,t}^{disch} \delta}{\eta_m^{disch}} + P_{m,t}^{ch} \delta \eta_m^{ch} \quad \forall m \in \Omega^{BS}, \forall t \in \Omega^T \quad (9)$$

$$C_{\min}^S \leq C_{m,t}^S \leq C_{\max}^S \quad \forall m \in \Omega^{BS}, \forall t \in \Omega^T \quad (10)$$

$$T_{m,t}^{ch} \geq CT_m^S (y_{m,t}^{ch} - y_{m,t-1}^{ch}) \quad \forall m \in \Omega^{BS}, \forall t \in \Omega^T \quad (11)$$

$$T_{m,t}^{disch} \geq DT_m^S (y_{m,t}^{disch} - y_{m,t-1}^{disch}) \quad \forall m \in \Omega^{BS}, \forall t \in \Omega^T \quad (12)$$

$$y_{m,t}^{ch} + y_{m,t}^{disch} \leq 1 \quad \forall m \in \Omega^{BS}, \forall t \in \Omega^T \quad (13)$$

式中: $P_{m,t}^{ch}, P_{m,t}^{disch}$ 为充/放电功率; $P_{\max}^{ch}, P_{\min}^{ch}$ 为充电功率上、下限; $P_{\max}^{disch}, P_{\min}^{disch}$ 为放电功率上、下限; $y_{m,t}^{ch}, y_{m,t}^{disch}$ 为储能单元的充/放电状态; $C_{\max}^S, C_{\min}^S$ 分别为储能容量上、下限; $C_{m,t}^S$ 为储能单元存储的能量; $\eta_m^{ch}, \eta_m^{disch}$ 为充/放电效率; $\delta$ 为时间周期; $T_{m,t}^{ch}, T_{m,t}^{disch}$ 为持续充/放电小时数; $CT_m^S, DT_m^S$ 为储能最小充/放电时间; $\Omega^{BS}$ 为所有接入储能的母线集合。

可控负载的约束如下式:

$$P_{\min}^{AD} z_{m,t}^{AD} \leq P_{m,t}^{AD} \leq P_{\max}^{AD} z_{m,t}^{AD} \quad \forall m \in \Omega^{BAD}, \forall t \in \Omega^T \quad (14)$$

$$\sum_{t \in \{\sigma_m, \omega_m\}} P_{m,t}^{AD} \delta = E_m^{AD} \quad \forall m \in \Omega^{BAD}, \forall t \in \Omega^T \quad (15)$$

$$T_{m,t}^{AD-on} \geq UT_m^{AD} (z_{m,t}^{AD} - z_{m,t-1}^{AD}) \quad \forall m \in \Omega^{BAD}, \forall t \in \Omega^T \quad (16)$$

式中: $P_{\max}^{AD}, P_{\min}^{AD}$ 为可调负载注入功率的上、下限; $z_{m,t}^{AD}$ 为可调负载的投入状态; $P_{m,t}^{AD}$ 为可调负载有功需求; $\Omega^{BAD}$ 为具有可调负载的母线集; $E_m^{AD}$ 为可调负载所需的总能量; $T_{m,t}^{AD-on}$ 为可调负载的持续工作小时数; $UT_m^{AD}$ 为可调负载的最短启动时间。

至此,微电网主要组件建模完成,本文考虑以1h为周期( $t - (t - 1) = \delta = 1h$ )进行分析。

### 2.2 配电网模型

对于图2所示的放射型交流配电网,其潮流模型及其约束可由下式表示:

$$\sum_{lm \in \Omega^l} [P_{lm,t}^L - R_{lm} (I_{lm,t}^L)^2] - \sum_{mn \in \Omega^l} P_{mn,t}^L + P_{m,t}^G - P_{m,t}^{ch} + P_{m,t}^{disch} + P_{m,t}^M = P_{m,t}^D \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (17)$$

$$\sum_{lm \in \Omega^l} [Q_{lm,t}^L - X_{lm} (I_{lm,t}^L)^2] - \sum_{mn \in \Omega^l} Q_{mn,t}^L + Q_{m,t}^G + Q_{m,t}^M = Q_{m,t}^D \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (18)$$

$$\begin{aligned} Q_{m,t}^M &= Q_{m,t}^D \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \\ (V_{m,t})^2 - (V_{n,t})^2 &= 2(R_{mn} P_{mn,t}^L + X_{mn} Q_{mn,t}^L) - (Z_{mn}^L)^2 (I_{mn,t}^L)^2 + \Delta V_{mn,t} \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \end{aligned} \quad (19)$$

$$\begin{aligned} (V_{m,t})^2 (I_{mn,t}^L)^2 &= (P_{mn,t}^L)^2 + (Q_{mn,t}^L)^2 \\ \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \end{aligned} \quad (20)$$

$$V_{\min} \leq V_{m,t} \leq V_{\max} \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (21)$$

$$0 \leq I_{mn,t}^L \leq I_{\max}^L w_{mn,t}^L \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \quad (22)$$

$$|\Delta V_{mn,t}| \leq (V_{\max} - V_{\min})(1 - w_{mn,t}^L) \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \quad (23)$$

$$-P_{\max}^M \leq P_{m,t}^M \leq P_{\max}^M \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (24)$$

$$-Q_{\max}^M \leq Q_{m,t}^M \leq Q_{\max}^M \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (25)$$

$$\sum_{lm \in \Omega^l} \omega_{lm,t}^L = 1 \quad \forall m \in (\Omega^{BAD} \cup \Omega^{BCD}), \forall t \in \Omega^T \quad (26)$$

$$\sum_{lm \in \Omega^L} \theta_{lm,t}^L - \sum_{mn \in \Omega^L} \theta_{mn,t}^L + \theta_{m,t}^M = \theta_{m,t}^D \quad (27)$$

$$\forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (27)$$

$$0 \leq \theta_{mn,t}^L \leq |\Omega^B| w_{mn,t}^L \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (28)$$

$$0 \leq \theta_{m,t}^M \leq |\Omega^B| \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (29)$$

$$\theta_{m,t}^D = \begin{cases} 1 & \forall m \in (\Omega^{BG} \cup \Omega^{BS}) \quad \forall t \in \Omega^T \\ 0 & \forall m \notin (\Omega^{BG} \cup \Omega^{BS}) \quad \forall t \in \Omega^T \end{cases} \quad (30)$$

式中: $\Omega^L$ 为配电线路集合; $\Omega^B$ 为系统中所有母线集合; $P_{max}^M, Q_{max}^M$ 分别为主网有功和无功功率上限; $R_{mn}, X_{mn}, Z_{mn}$ 分别为配电线路的电阻、电抗和阻抗; $I_{mn,t}^L$ 为配电线路的电流潮流; $P_{mn,t}^L, Q_{mn,t}^L$ 分别为配电线路的有功、无功潮流; $P_{m,t}^M, Q_{m,t}^M$ 分别为主网的有功、无功功率; $V_{m,t}$ 为母线电压幅值; $w_{mn,t}^L$ 为配电线路状态,当线路接通,该值为1;否则,该值为0; $\Delta V_{mn,t}$ 为一个辅助变量,如果线路 $mn$ 在时间段 $t$ 内为通路, $\Delta V_{mn,t}$ 的值为0;如果线路 $mn$ 在时间段 $t$ 内闭合, $\Delta V_{mn,t}$ 对应于线路 $mn$ 首尾两端节点的电压差值。

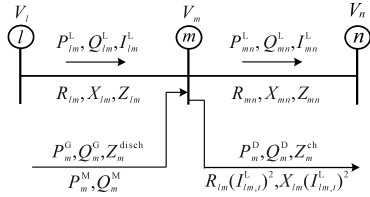


图2 放射式配电网示意图

Fig.2 Schematic diagram of radial distribution network

以上约束中,式(17)和式(18)保证了系统中各个节点的有功和无功的平衡;式(19)和式(20)将KVL应用于每条配电线路;式(21)表示可接受的母线电压幅值范围;式(22)用于限制每条配电线路的电流,同时可保证不运行的线路电流为0;式(24)和式(25)用于限制微网和主网之间交换功率的大小;式(26)~式(30)保证了网络的辐射型结构。另外,定义了一组虚拟的电流(用 $f_{mn,t}^L = (I_{mn,t}^L)^2 \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T$ 表示,其中,上标为L表示配电线路虚拟电流,为M表示主网虚拟电流,为D表示所需虚拟电流),用于避免存在只由DG或分布式储能装置供电的区域。

上述模型虽然能够精确刻画配电网,但导致微网优化调度问题成为一个求解难度大且不能保证得到最优解的非凸混合整数非线性规划(mixed-integer nonlinear programming, MINLP)问题,为了克服该模型的这些缺点,需要对模型进行优化,保证所提的配电网模型是线性的。

### 2.3 配电网潮流线性化

导致原模型非线性的约束为式(17)~式(20),为了线性化这些约束,需定义以下新变量:

$$f_{mn,t}^L = (I_{mn,t}^L)^2 \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \quad (31)$$

$$u_{m,t} = (V_{m,t})^2 \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (32)$$

利用这些新定义的变量,将约束式(17)~式(23)分别改写为

$$\sum_{lm \in \Omega^L} [P_{lm,t}^L - R_{lm} f_{lm,t}^L] - \sum_{mn \in \Omega^L} P_{mn,t}^L + P_{m,t}^G - P_{m,t}^{ch} + P_{m,t}^{disch} + P_{m,t}^M = P_{m,t}^D \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (33)$$

$$\sum_{lm \in \Omega^L} [Q_{lm,t}^L - X_{lm} f_{lm,t}^L] - \sum_{mn \in \Omega^L} Q_{mn,t}^L + Q_{m,t}^G + Q_{m,t}^M = Q_{m,t}^D \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (34)$$

$$u_{m,t} - u_{n,t} = 2(R_{mn} P_{mn,t}^L + X_{mn} Q_{mn,t}^L) - (Z_{mn})^2 f_{mn,t}^L + \Delta V_{mn,t} \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \quad (35)$$

$$u_{m,t} f_{mn,t}^L = (P_{mn,t}^L)^2 + (Q_{mn,t}^L)^2 \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \quad (36)$$

$$(V_{min})^2 \leq u_{m,t} \leq (V_{max})^2 \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (37)$$

$$0 \leq f_{mn,t}^L \leq (I_{max}^L)^2 w_{mn,t}^L \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \quad (38)$$

$$|\Delta V_{mn,t}| \leq [(V_{max})^2 - (V_{min})^2](1 - w_{mn,t}^L) \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \quad (39)$$

可以看出,通过引入新定义变量,原本的约束式(17)~式(19)被线性化,此时唯一的非线性约束为式(36),其导致微电网优化调度问题仍是一个非凸的MINLP问题。

对此,本文首先通过以下松弛不等式约束来得到凸约束:

$$u_{m,t} f_{mn,t}^L \geq (P_{mn,t}^L)^2 + (Q_{mn,t}^L)^2 \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \quad (40)$$

上述通过松弛得到的约束对原问题求得最优解没有任何影响,因为在最小化包括网损成本在内的目标函数过程中,实际上也使配电线路的电流大小( $f_{mn,t}^L$ )最小化,而该变量的最小化需要不等式约束来等效原等式约束。所以,考虑不等式约束式(40)得到的微电网调度问题的最优解将与考虑等式约束式(36)情况下得到的最优解相同。其次,将式(40)所示约束进行线性化处理:式(40)不等式左边部分可以表示为

$$u_{m,t} f_{mn,t}^L = \left( \frac{u_{m,t} + f_{mn,t}^L}{2} \right)^2 - \left( \frac{u_{m,t} - f_{mn,t}^L}{2} \right)^2 \quad (41)$$

由此,式(40)转换为

$$\left( \frac{u_{m,t} + f_{mn,t}^L}{2} \right)^2 \geq \sqrt{\left( \frac{u_{m,t} - f_{mn,t}^L}{2} \right)^2 + (P_{mn,t}^L)^2 + (Q_{mn,t}^L)^2} \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \quad (42)$$

则式(42)可转换为下式两个约束:

$$\left(\frac{u_{m,t} + f_{mn,t}^L}{2}\right)^2 \geq \sqrt{\left(\frac{u_{m,t} - f_{mn,t}^L}{2}\right)^2 + (S_{mn,t}^L)^2} \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \quad (43)$$

$$S_{mn}^L \geq \sqrt{(P_{mn,t}^L)^2 + (Q_{mn,t}^L)^2} \quad \forall mn \in \Omega^L, \forall t \in \Omega^T \quad (44)$$

可见,上述式子将式(40)表示为二阶锥约束式(43)和式(44),其形式为

$$\alpha_3 \geq \sqrt{(\alpha_1)^2 + (\alpha_2)^2} \quad (45)$$

对于式(45)形式的二阶锥约束,本文通过基于多面体的高精度线性化方法,将其通过线性等式和不等式进行逼近,这些等式和不等式可以表示为由 $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ 以及一些辅助变量(如 $\xi_l$ 和 $\eta_l$ )组成的形式:

$$\eta_l \geq |\alpha_2| \quad \xi_l \geq |\alpha_1| \quad \forall l = 0 \quad (46)$$

$$\begin{cases} \xi_l = \xi_{l-1} \cos\left(\frac{\pi}{2^{l+1}}\right) + \eta_{l-1} \sin\left(\frac{\pi}{2^{l+1}}\right) \\ \eta_l \geq \left| -\xi_{l-1} \sin\left(\frac{\pi}{2^{l+1}}\right) + \eta_{l-1} \cos\left(\frac{\pi}{2^{l+1}}\right) \right| \end{cases} \quad \forall l = 1, \dots, \lambda \quad (47)$$

$$\xi_l \leq \alpha_3, \eta_l \leq \xi_l \tan\left(\frac{\pi}{2^{l+1}}\right) \quad \forall l = \lambda \quad (48)$$

其中, $\lambda$ 为定义的一个参数,用于确定对式(45)进行线性化所需额外引入的约束和变量数量。上述基于多面体的线性化方法的误差和 $\lambda$ 成反比关系,相应的计算式为

$$\varepsilon = \frac{1}{\cos\left(\frac{\pi}{2^{\lambda+1}}\right)} - 1 \quad (49)$$

由此可知,通过式(46)~式(48)所示线性约束对式(45)进行近似处理,其结果等效于下式:

$$\alpha_3(1 + \varepsilon) \geq \sqrt{(\alpha_1)^2 + (\alpha_2)^2} \quad (50)$$

由式(49)可以看出,通过选择一个合适的 $\lambda$ 值,能使得式(50)所示等价式具有较高的精度。例如,当 $\lambda=7$ 时,此时的误差 $\varepsilon$ 为 $7.53 \times 10^{-5}$ ,上述线性化方法具有良好精度。

同理,式(43)和式(44)中的二阶锥约束也可通过式(46)~式(48)进行近似代替,从而将微电网优化调度问题转化为混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)问题,降低了计算要求的同时,保证了所求解的最优性。

从上述式子可以看出,与现有文献中的线性潮流计算方法相比,本文所提线性潮流(linear

power flow, LPF)计算方法仅基于连续变量进行模型的搭建,因此模型没有二次项变量,这一特性使得本文所提出的线性潮流计算方法能够在保证系统收敛速度的同时,具有更广泛的配电系统适用性。此外,所提方法在对模型线性化的过程中,保证了足够高的精度水平。

### 3 考虑动态网络重构的微电网优化调度

#### 3.1 并网运行

微电网并网运行问题表述为

$$\min \sum_{t \in \Omega^T} \sum_{m \in \Omega^B} \rho_m^G P_{m,t}^G \delta + \sum_{t \in \Omega^T} \sum_{m \in \Omega^B} \rho_t^M P_{m,t}^M \delta + \sum_{t \in \Omega^T} \sum_{mn \in \Omega^L} \rho_t^M R_{mn} f_{mn,t}^L \delta \quad (51)$$

式中: $\rho_m^G$ 为DG机组的发电成本; $\rho_t^M$ 为市场峰时电价。

式(51)满足约束式(1)~式(16)、式(24)~式(30)、式(33)~式(35)以及式(36)~式(39)。

并网运行主问题的目标在于使微电网总运行成本最小,其中包括DG的运行成本、与主网的电力交互成本以及配电线路中的网络损耗成本。在本文中,该目标函数中的不可调度DG的预测发电量被视为数值为负的负荷,该目标函数需满足前文所述的微电网组件和配电网模型的相关约束。

#### 3.2 孤岛运行

孤岛运行子问题的目标在于使总的日功率不匹配量最小化并找到可行的潮流解,对应的目标函数如下式所示:

$$\min r_s = \sum_{t \in \Omega^T} \sum_{m \in \Omega^B} [(S_{m,t,s}^{P1} + S_{m,t,s}^{P2}) + (S_{m,t,s}^{Q1} + S_{m,t,s}^{Q2})] \quad (52)$$

式(52)满足约束式(1)~式(4)、式(7)~式(10)、式(14)~式(15)、式(26)~式(30)、式(35)~式(39)。

$$\begin{aligned} \sum_{lm \in \Omega^L} (P_{lm,t,s}^L - R_{lm} f_{lm,t,s}^L) - \sum_{mn \in \Omega^L} P_{mn,t,s}^L + P_{m,t,s}^G - P_{m,t,s}^{ch} + \\ P_{m,t,s}^{disch} + \gamma_{m,t,s}^M P_{m,t,s}^M + S_{m,t,s}^{P1} - S_{m,t,s}^{P2} = P_{m,t,s}^D \\ \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \end{aligned} \quad (53)$$

$$\begin{aligned} \sum_{lm \in \Omega^L} (Q_{lm,t,s}^L - X_{lm} f_{lm,t,s}^L) - \sum_{mn \in \Omega^L} Q_{mn,t,s}^L + Q_{m,t,s}^G + \\ \gamma_{m,t,s}^M Q_{m,t,s}^M + S_{m,t,s}^{Q1} - S_{m,t,s}^{Q2} = Q_{m,t,s}^D \\ \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \end{aligned} \quad (54)$$

$$x_{m,t,s}^G = \hat{x}_{m,t}^G \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (55)$$

$$y_{m,t,s}^{disch} = \hat{y}_{m,t}^{disch} \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (56)$$

$$y_{m,t,s}^{ch} = \hat{y}_{m,t}^{ch} \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (57)$$

$$z_{m,t,s}^{AD} = \hat{z}_{m,t}^{AD} \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (58)$$

$$w_{mn,t,s}^L = \hat{w}_{mn,t}^L \quad \forall mn \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (59)$$

$$-P_{\max}^M \gamma_{m,t,s}^M \leq P_{m,t,s}^M \leq P_{\max}^M \gamma_{m,t,s}^M \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (60)$$

$$-Q_{\max}^M \gamma_{m,t,s}^M \leq Q_{m,t,s}^M \leq Q_{\max}^M \gamma_{m,t,s}^M \quad \forall m \in \Omega^B, \forall t \in \Omega^T \quad (61)$$

式(53)和式(54)为节点功率平衡方程,式中包含了充当有功/无功虚拟发电和有功/无功虚拟负载的松弛变量 $S_{m,t,s}^{P1}/S_{m,t,s}^{Q1}$ 和 $S_{m,t,s}^{P2}/S_{m,t,s}^{Q2}$ ,当这些变量的值为非零时,代表微电网中的功率不匹配。本文从并网运行问题中得到发电机机组组合、储能装置充放电计划、可调负荷投切计划和线路重构结果,并将这些给定的变量替换成每个场景中的局部变量,以获得式(55)~式(59)中的关联对偶变量并用于进一步形成孤岛 Benders 割。引入二进制停电状态量 $\gamma_{m,t,s}^M$ 用于修正主网的电力传输约束,当该状态值为零时,主网的输出功率为零,微电网被强制以孤岛模式运行,通过该停电状态量的设置生成微电网孤岛场景。在每种场景中,停电状态量根据孤岛运行的持续时间获得0-1值,并作为微电网孤岛运行调度子问题的输入。孤岛持续时间被认为是1h的整数倍,但可以将其修改为任何更短/更长的持续时间,保证所提模型的通用性。此外,微电网孤岛运行子问题受前文所述可调度 DG 机组、分布式储能装置、可调负载和配电网模型的约束。

### 3.3 并/离网协同调度

微电网孤岛运行子问题的零功率失配保证了微电网有足够的额外容量独立供应本地的负载正常运行,实现在不中断负载供电的情况下切换到孤岛运行模式。但当该功率失配不为零时,将形成下式所示孤岛 Benders 割并添加到并网运行主问题的下一次迭代中,以修改当前的微电网运行调度计划。

$$\begin{aligned} & \hat{\gamma}_s + \sum_{m \in \Omega^{bc}} \kappa_{m,t,s}^G (x_{m,t}^G - x_{m,t,s}^G) + \\ & \sum_{m \in \Omega^{bs}} \mu_{m,t,s}^{\text{disch}} (y_{m,t}^{\text{disch}} - y_{m,t,s}^{\text{disch}}) + \sum_{m \in \Omega^{bs}} \mu_{m,t,s}^{\text{ch}} (y_{m,t}^{\text{ch}} - y_{m,t,s}^{\text{ch}}) + \\ & \sum_{m \in \Omega^{\text{AD}}} \pi_{m,t,s}^{\text{AD}} (z_{m,t}^{\text{AD}} - z_{m,t,s}^{\text{AD}}) + \\ & \sum_{mn \in \Omega^L} \phi_{mn,t,s}^L (w_{mn,t}^L - w_{mn,t,s}^L) \leq 0 \end{aligned} \quad (62)$$

式中: $\kappa_{m,t,s}^G, \mu_{m,t,s}^{\text{disch}}, \mu_{m,t,s}^{\text{ch}}, \pi_{m,t,s}^{\text{AD}}, \phi_{mn,t,s}^L$ 分别对应式(55)~式(59)的对偶变量。

由式(62)可知,当孤岛运行子问题功率失配时,可以通过调整微电网并网运行主问题中的调

度计划来缓解该失配程度。孤岛 Benders 割中的对偶变量是孤岛运行子问题目标函数中的增、减量。该 Benders 割将导致机组投入、能量存储、负荷计划以及配电网配置的改变,进而保证孤岛运行的可行性。上述迭代过程将持续至所有孤岛场景的功率失配均达到零为止。但当达到一定迭代次数仍不能满足孤岛运行的条件时,将进行非关键负载的削减,每个场景中负载的削减量等于持续的功率不匹配量,即 $\hat{\gamma}_s$ 。

## 4 基于 UT 随机的微电网不确定性建模

本文基于 UT 方法对 DG 每小时发电量、负载需求和能源价格相关的高不确定性进行建模。UT 方法是在相关/不相关的环境下,利用几个集中点来对问题的不确定性进行建模<sup>[18]</sup>,该方法具有编程简单、计算量小、在相关/不相关环境下精度高以及收敛速度快等特点,UT 方法的主要思想是它比任意非线性函数更容易逼近概率密度函数。为了更好地理解 UT 方法,假设提出的非线性问题为 $y = f(x)$ ,式中 $y$ 为输出变量, $f$ 为非线性函数, $x$ 为输入随机变量。考虑 $n$ 个不确定参数, $x$ 为一个长度为 $n$ 的向量,其平均值为 $\mu$ ,协方差为 $P_{xx}$ 。 $P_{xx}$ 的对称元素为不确定参数方差,非对称元素为两个相关参数之间的协方差。UT 方法利用 $2n+1$ 个样本来模拟问题的不确定性,用于解决含 $n$ 个不确定参数的问题。输出变量的方差 $\mu_y$ 和协方差 $P_{yy}$ 通过以下4个步骤来得到:

步骤1:从输入的不确定参数集计算 $2n+1$ 个样本,如下:

$$x_0 = \mu \quad (63)$$

$$x_k = \mu + \left( \sqrt{\frac{n}{1 - W_0} P_{xx}} \right)_k \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (64)$$

$$x_{k+n} = \mu - \left( \sqrt{\frac{n}{1 - W_0} P_{xx}} \right)_k \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (65)$$

式中: $(\cdot)_k$ 为矩阵 $\Delta$ 的第 $k$ 行或第 $k$ 列; $W_0$ 为平均值 $\mu$ 的加权因子。

步骤2:计算每个样本点的加权因子:

$$W_0 = W_0 \quad (66)$$

$$W_k = \frac{1 - W_0}{2n} \quad k \in \Omega^{\text{UT}}, k \neq 0 \quad (67)$$

需要注意的是,各权重因子的总和为

$$\sum_{k \in \Omega^{IT}} W_k = 1 \quad (68)$$

步骤3:将输入的 $2n+1$ 个样本送至非线性函数以获得 $2n+1$ 个输出样本:

$$y_k = f(x_k) \quad (69)$$

步骤4:利用 $2n+1$ 个输出样本,计算输出变量 $y$ 的 $\mu_y$ 和协方差 $P_{yy}$ :

$$\mu_y = \sum_{k \in \Omega^{IT}} W_k y_k \quad (70)$$

$$P_{yy} = \sum_{k \in \Omega^{IT}} W_k (y_k - \mu_y)(y_k - \mu_y)^T \quad (71)$$

### 5 算例分析

本文以图3所示的微电网系统为例,在Matlab平台进行仿真,验证所提微电网优化调度算法的有效性。该系统包含32根母线、4个可调DG、2个不可调DG、1个储能装置以及5个可调整负载,网络拓扑包含5个联络开关和32个分段开关;微电网在PCC处设置了一个主断路器,并在每条馈线开始处设置了断路器。具体参数如表1~表4所示。其中表1中D代表可调、ND代表不可调。表3中S代表可转移、C代表可限功率。此外,峰值负荷为3 715 kW。本文基于混合整数规划方法进行调度算法的优化,并使用CPLEX求解器进行问题的求解。

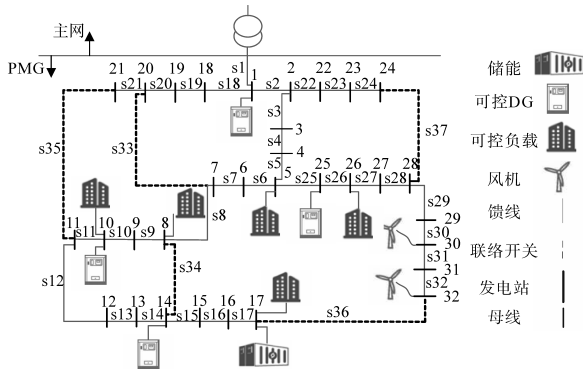


图3 IEEE33节点微电网测试系统  
Fig.3 IEEE33 node microgrid testing system

表1 DG特性

Tab.1 Characteristics of DGs

机组类型	母线序号	成本系数/ 元/(kW·h <sup>-1</sup> )	容量范围/ kW	出力调整 时间/h	调整速率/ (kW·h <sup>-1</sup> )
G1	D 1	1.059	800~3 000	3	1 500
G2	D 10	1.08	800~2 000	3	1 500
G3	D 14	1.5	500~2 500	3	1 000
G4	D 26	1.334	500~2 500	3	1 000
G5	ND 30	-	0~1 500	-	-
G6	ND 32	-	0~1 500	-	-

表2 分布式储能特性

Tab.2 Characteristics of distributed energy storages

母线序号	容量/ (kW·h)	充/放电 功率范围/kW	最小充放电时间/h
17	2 000	50~200	5

表3 可调负载特性

Tab.3 Characteristics of adjustable loads

负载序号	类型	母线序号	容量范 围/kW	所需电量/ (kW·h)	计划投入/切出 时段	最短启动 时间/h
L1	S	5	0~80	320	11:00—14:00	1
L2	S	8	0~80	320	15:00—19:00	1
L3	S	10	20~80	240	16:00—19:00	1
L4	C	17	10~50	300	01:00—24:00	24
L5	C	26	20~60	300	13:00—24:00	12

表4 每小时预测风力发电量、负荷需求和分时电价

Tab.4 Hourly forecasted wind generation, load demand, and electricity price

时段	风力发电量 (标么值)	负荷需求/ kW	分时电价/ [元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]
01:00—06:00	0.119	0.8	1.58
	0.119	0.805	1.31
	0.119	0.81	0.96
	0.119	0.818	0.83
	0.119	0.83	0.83
07:00—12:00	0.061	0.91	0.90
	0.119	0.95	0.90
	0.087	0.97	0.96
	0.119	1	1.17
	0.206	0.98	1.51
13:00—18:00	0.385	1	1.51
	0.394	0.97	1.51
	0.261	0.95	1.45
	0.158	0.9	1.51
	0.119	0.905	1.31
19:00—24:00	0.087	0.91	1.24
	0.119	0.93	1.17
	0.119	0.9	1.58
	0.087	0.94	1.45
	0.119	0.97	1.51

#### 5.1 所提配电网线性潮流模型的准确性验证

首先验证所提线性潮流算法的准确性。在发电量和负载值不变的情况下,设置50%~200%范围的4种不同负载率,分别采用本文所提LPF

算法和常用的递归前推回代(backward/forward sweep,BFS)潮流算法对图3所示网络的功率潮流及节点电压值进行求解,结果如图4、图5所示。可以看出,所提算法与BFS求解结果符合,且具有高精度特性,从而验证了该算法求解结果的准确性。

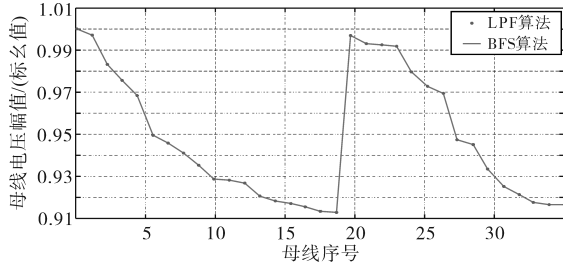


图4 母线电压幅值求解结果比较

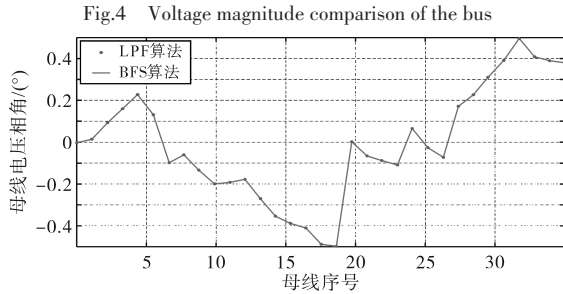


图5 母线电压相角求解结果比较

Fig.5 Voltage angle comparison of the bus

为了量化分析算法精度,本文引入功率损耗、母线电压幅值相角的误差对求解结果进行评估,其对应表达式分别为

$$\varepsilon_m^v = \left\| \frac{V_m - V_m^{LPF}}{V_m} \times 100\% \right\| \quad (72)$$

$$\varepsilon_m^\theta = \left\| \frac{\theta_m - \theta_m^{LPF}}{\theta_m} \times 100\% \right\| \quad (73)$$

式中: $V_m, \theta_m$ 为传统迭代方法计算出的母线电压幅值和相角; $V_m^{LPF}, \theta_m^{LPF}$ 为本文所提算法求得的对结果。

相应的评估数据如表5、表6所示。

表5 不同负载率下LPF求得的母线电压幅值和相角误差

Tab.5 Errors in voltage magnitudes/angles for different load levels

		负载率/%			
		50	100	150	200
$\varepsilon^v / \%$	平均值	0.004	0.009	0.024	0.039
	最大值	0.007	0.019	0.051	0.071
$\varepsilon^\theta / \%$	平均值	0.011	0.013	0.013	0.016
	最大值	0.023	0.028	0.032	0.038

从表5可以看出,本文所提LPF方法在计算母线电压幅值和相角都具有较高的准确度;随着负载水平的增加,计算的误差会略有增加,但即使在200%的负载率下,该方法仍能够保持足够高的求

表6 不同算法求得的总功率损耗及误差

Tab.6 Errors in total power losses for different load levels

		负载率/%			
		50	100	150	200
总功率损	BFS	47.071	202.677	496.351	975.712
耗/kW	LPF	47.121	202.864	496.622	976.171
误差/%		0.106	0.092	0.054	0.047

解精度。而由表6可以看出,在不同负载率下,所提LPF算法求得网络总功率损耗和BFS算法基本一致,所产生的误差较小,且不受负载率的影响。

接下来,本文对比分析了3种场景下的微电网优化调度方案,以进一步验证本文所提模型及算法。在3种场景中,可调负载均以最小化消费成本为调度目标,并且能够满足用户对用电时间段的要求,由此得到的调度计划如表7所示。

表7 可调负载调度计划表

Tab.7 Adjustable loads schedule

		时段(01:00—24:00)																										
L1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
L2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
L3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
L4		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
L5		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	

### 5.2 忽略配电网约束的微电网优化调度

在不考虑配电网约束时,考虑到机组G1较低的边际成本,其在整个调度周期内均处于投入运行状态;而机组G2则部分投入运行,主要在市场价格超过其边际成本或需要额外容量时投入使用,以维持微电网的孤岛运行状态;机组G3和G4则是在整个调度范围内处于未投入状态;分布式储能装置在负荷低谷时段进行充电,在负荷高峰时段进行放电。由此求解得到的分布式电源和储能的最优调度计划如表8所示。在该场景下,求解得到微电网的运行成本为77 151.62元。

表8 分布式电源和储能的调度计划表1

Tab.8 Distributed power generation and energy storage schedule 1

		时段(01:00—24:00)																									
G1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G2		1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DES		-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

### 5.3 考虑配电网约束但不考虑网络重构的微电网优化调度

在5.2节场景中,忽略了网络模型,因此没有考虑如线路电压电流大小等限制带来的影响。



算法求得的最优调度解具有更好的经济性。

表 11 不同算法求解下微电网的运行成本比较

Tab.11 Comparison of operating costs of microgrids solved by different algorithms

算法	运行成本/元		
	5.2节场景	5.3节场景	5.4节场景
遗传算法	77 310.17	85 037.74	79 198.98
粒子群优化算法	77 261.92	84 906.77	78 999.07
所提LPF算法	77 151.62	84 775.79	78 771.59

图7为上述3种场景在随机和确定性框架下求得的微电网运行成本对比图。

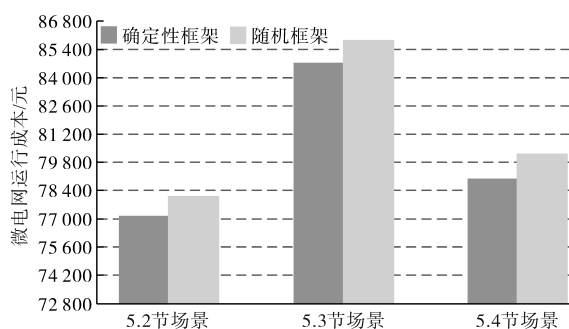


图7 随机和确定性框架下不同场景的微电网运行成本对比

Fig.7 Comparison of operation cost of different cases in both stochastic and deterministic frameworks

其中,在随机框架中,本文采用UT方法对每小时负荷需求、可再生能源发电量(这里为风电)和每小时能源价格的不确定性进行建模。

从图7中可以看出,在所有情况下,当考虑不确定性时,微电网调度的运行成本会增大,这些成本的增加是为了保证实际电网能够更加安全可靠地运行。

此外,从图7中还可知,微电网网络重构能够明显降低微网的运行总成本,这表明重构微网可以通过减少损耗和降低运营成本来提高微网的供电效率;且与其他现有可行的方法(如加装DG、升级变电站等)相比,网络重构无需任何额外投资便可改善微网的运行状态,具有更好的经济性。

## 6 结论

本文提出了一种混合整数规划方法来解决具有动态网络重构的微电网并/离网优化调度问题。所提出的方法基于Benders分解构建,以实现并网运行和孤岛运行问题的解耦,同时提出新型线性化潮流模型用于最优调度模型的求解,确保对这两种模式的有效协同调度。为了提高微电网由并网切换到孤岛运行的可靠性,提出考虑网络重构的优化调度模型,并引入UT随机框架

对微电网的不确定性进行建模。通过仿真,验证了所提模型的准确性,证明了网络重构在降低微电网运行成本和提高效率方面的有效性。

## 参考文献

- [1] 马临超,齐山成,刘毅,等.考虑分布式可再生能源的配电网电力调度优化模型研究[J].可再生能源,2022,40(5):703-710.  
MA L C, QI S C, LIU Y, et al. Research on distribution network power dispatching optimization model considering distributed renewable energy[J]. Renewable Energy Resources, 2022, 40 (5):703-710.
- [2] KHODAEI A, SHAHIDEHPOUR M. Microgrid-based cooptimization of generation and transmission planning in power systems [J]. IEEE Transation on Power Systems, 2013, 28 (2) : 1582-1590.
- [3] SU W, WANG J, ROH J. Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources[J]. IEEE Transation on Smart Grid, 2014, 5(4) : 1876-1883.
- [4] 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 C S, WU Z, LI P. Research on key technologies of microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2) : 1-12.
- [5] 祝俊瑶,杨文荣,徐茂林,等.考虑电动汽车用户响应的微网经济调度[J].燕山大学学报,2018,42(1):81-87,94.  
ZHU J Y, YANG W R, XU M L, et al. Dispatch of microgrid considering the response of electric vehicle user[J]. Journal of Yanshan University, 2018, 42(1) : 81-87, 94.
- [6] 张雪雯,李艳君.基于自调节粒子群算法的电力系统经济负荷分配[J].电网技术,2006,30(18):8-13.  
ZHANG X W, LI Y J. Self-adjusted particle swarm optimization algorithm based economic load dispatch of power system[J]. Power System Technology, 2006, 30(18) : 8-13.
- [7] 郭宁,滕欢,李基康.考虑综合评估的孤立微网优化调度[J].电力建设,2016,37(4):63-69.  
GUO N, TENG H, LI J K. Isolated microgrid optimal scheduling considering comprehensive evaluation[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(4) : 63-69.
- [8] MORADI M H, ESKANDARI M, MAHDI H S. Operational strategy optimization in an optimal sized smart microgrid[J]. IEEE Transation on Smart Grid, 2015, 6(3) : 1087-1095.
- [9] 聂瀚,杨文荣,马晓燕,等.基于改进鸟群算法的离网微电网优化调度[J].燕山大学学报,2019,43(3):228-237.  
NIE H, YANG W R, MA X Y, et al. Optimal scheduling of islanded microgrid based on improved bird swarm optimization algorithm[J]. Journal of Yanshan University, 2019, 43(3) : 228-237.
- [10] 白迪.微电网并离网控制方法及运行智能优化策略研究[D].沈阳:沈阳农业大学,2022.  
BAI Di. Research on parallel and off grid control method and

- operation intelligent optimization strategy of microgrid[D]. Shenyang:Shenyang Agricultural University, 2022.
- [11] 刘思夷,赵波,汪湘晋,等. 基于Benders分解的独立型微电网鲁棒优化容量配置模型[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(21): 119-126, 146.
- LIU S Y, ZHAO B, WANG X J, et al. Capacity configuration model for robust optimization of stand-alone microgrid based on Benders decomposition[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 119-126, 146.
- [12] 荆朝霞,陈达鹏,谭慧娟,等. 城市输电网最大供电能力改进Benders算法[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(15): 4373-4385.
- JING Z X, CHEN D P, TAN H J, et al. An improved Benders decomposition applied to total supplying capability problem of city transmission network[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(15): 4373-4385.
- [13] 杨宵. 计及优化运行的微电网可靠性评估模型研究[D]. 长沙:湖南大学, 2015.
- YANG Xiao. Research of microgrid reliability evaluation model considering optimal operation[D]. Changsha: Hunan University, 2015.
- [14] ABDEL-AKHER M, NOR K M, RASHID A H A. Improved three-phase power-flow methods using sequence components[J]. IEEE Transaction on Power System, 2005, 20(3): 1389-1397.
- [15] AHMADI Hamed, MARTI Jose. Linear current flow equations with application to distribution systems reconfiguration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 2073-2080.
- [16] GARCES A. A linear three-phase load flow for power distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1): 827-828.
- [17] 李超,苗世洪,盛万兴,等. 考虑动态网络重构的主动配电网优化运行策略[J]. 电工技术学报, 2019, 34(18): 3909-3919.
- LI C, MIAO S H, SHENG W X, et al. Optimization operation strategy of active distribution network considering dynamic network reconfiguration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(18): 3909-3919.
- [18] 鲍海波,韦化. 基于无迹变换的含大规模风电场电力系统概率最优潮流计算[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(12): 46-53.
- BAO H B, WEI H. Probabilistic optimal power flow computation in power systems including large-scale wind farms based on unscented transformation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(12): 46-53.
- [19] 于新海,王鑫,苏日古格,等. 基于GA和IPSO的微电网调度优化与对比分析[J]. 电气传动, 2022, 52(22): 38-43.
- YU X H, WANG X, SU Riguge, et al. Microgrid dispatching optimization and comparative analysis based on GA and IPSO[J]. Electric Drive, 2022, 52(22): 38-43.

收稿日期:2023-04-24

修改稿日期:2023-06-25