

含多微网接入配电网的联合调度及其运行优化

陈 颖

(四川电力调度控制中心,四川成都 610041)

摘要: 构建了多微网与电网联合调度优化模式,并针对微网集中控制模式的特点建立双层优化模型。上层目标函数考虑微网的动态出力范围、配电网网损和负荷波动方差,运用 PSO 算法求解上层优化模型。计及微网运行的不确定性随机变量的影响,采用机会约束规划对微网中各微电源运行出力进行第二层优化,并采用基于蒙特卡洛模拟的粒子群算法求解下层模型。在改进的 IEEE 30 节点算例系统中仿真计算,得到配电网对各微网的日前调度计划和各微网中微电源的能量管控计划。计算结果证明多个微网与电网联合调度优化,可降低可再生能源出力波动对主网的影响,并兼顾微网运行经济性、可靠性。

关键词: 多微网; 优化模型; 配电网; 蒙特卡洛模拟; 联合调度

Abstract: A joint dispatching optimization model for multiple micro-grids and power grid is constructed, and a new bi-level optimization model is presented aiming at the centralized control of micro-grids. Based on the dynamic output range of micro-grids, the distribution network loss and load fluctuation variance are considered in the upper objective function. Particle swarm optimization (PSO) is applied to solve the upper optimization problem. The reserve constraint of micro-grids is treated as a chance constraint which has considered the effect of uncertain random variables. Monte Carlo simulation particle swarm optimization (MCS-PSO) is applied to solve the lower level problem. A modified IEEE 30-bus system with 3 micro-grids is employed to calculate the day-ahead dispatching plan of micro-grids and the output plan of micro-grids' micro power sources. The results demonstrate that the joint dispatching strategy for multiple micro-grids and power grid can smooth the load curve. At the same time, the proposed method improves the utilization rate of renewable energy generation and ensures the economy and reliability of micro-grid operation.

Key words: multiple micro-grids; optimization model; distribution network; Monte Carlo simulation; joint dispatching

中图分类号: TM315 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)05-0043-06

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2016.05.010

0 引言

微网^[1]若以一定数量接入配电网,势必对配电网的运行产生多方面影响。单个微网能组织自身内部为数众多、形式多样的分布式能源的并网运行,并形成管控协调的自治系统^[2]。基于微网表现为电源特性和负荷特性时均具有不确定性^[3-5],当多个微源配置不同、负荷需求各异的微网接入配电网,如果不对其运行进行合理调度,可能危害电力系统的安全经济运行。故需要研究微网与配电网的功率交互以降低网损,并兼顾电网经济运行。

参照分层分区调度的思想,建立多微网接入配电网的双层优化模型,首先考虑配电网网损和负荷波动建立优化模型^[1];其次,计及不确定性因素,基于微网运行随机变量预测值与其误差概率分布,

采用机会约束规划(chance constrained programming, CCP)^[4]实现微网经济运行优化,通过微网能量管理单元 MEMS 对所含微源进行管控,使其自身运行达到最优经济效益。

1 多个微网接入配电网的联合调度优化架构

为减小微网对主网的影响,同时提高清洁能源消纳,所提出的多微网与配电网联合调度优化模式如图 1 所示,电网的能量调度机构一体协调常规机组及各微网出力,微网层的运行优化采用集中控制方式^[6],协调自身内部各微源出力。

2 多微网接入配电网的联合调度模型

为最小化微网对配电网的负面影响,根据所述

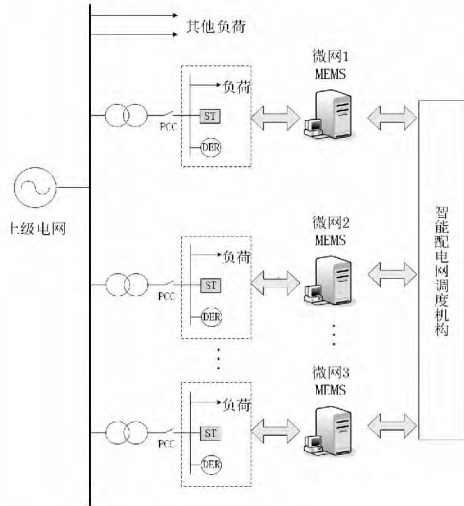


图 1 多微网接入配电网联合调度优化模式

微网与配电网联合调度模式,以系统运行网损最小为目标,并引入负荷曲线波动方差函数^[7],建立联合运行优化模型:

$$f = \min(P_{\text{line}} + \lambda P_g) \quad (1)$$

式中: P_{line} 为系统的网损; P_g 为考虑微网与配电网交互功率后的总负荷方差函数,该方差函数表示负荷波动的惩罚成本,通过优化此方差函数能够降低负荷波动程度; λ 为负荷波动的惩罚参数,单位为 1/MW。

系统网损 P_L 可表示为

$$P_{\text{line}} = \min \int_{t=1}^T \sum_{l=1}^{n_L} R_l \cdot \frac{P_{l,t}^2 + Q_{l,t}^2}{V_{l,t}^2} dt \quad (2)$$

式中: T 为调度周期包含的时段数; n_L 为配电网支路的总数; R_l 为线路 l 的电阻; $P_{l,t}$ 、 $Q_{l,t}$ 、 $V_{l,t}$ 分别为 t 时刻流过线路 l 上的电流的有功功率、无功功率和支路电压。

考虑到积分计算的复杂性,采用离散化方法,将调度周期分解为 24 个时段,并假设在单位时段 $\Delta t = 1$ 内,在上层优化中忽略微网出力随机性及负荷波动,即可将目标函数离散化表示为

$$P_{\text{line}} = \min \sum_{t=1}^{24} \sum_{l=1}^{n_L} R_l \cdot \frac{P_{l,t}^2 + Q_{l,t}^2}{V_{l,t}^2} \cdot \Delta t \quad (3)$$

负荷曲线方差函数 P_g 可表示为

$$P_g = \sum_{t=1}^{24} (P_{L,t} + \sum_{i=1}^n P_{i,t}^{\text{MG}} - P_{\text{av}})^2 \quad (4)$$

$$P_{\text{av}} = \frac{1}{24} \sum_{t=1}^{24} P_{d,t} = \frac{1}{24} \sum_{t=1}^{24} (P_{L,t} + \sum_{i=1}^n P_{i,t}^{\text{MG}}) \quad (5)$$

式中: n 为配电网接入微网的个数; $P_{i,t}^{\text{MG}}$ 为 t 时段第 i 个微网与配电网的交互功率; $P_{L,t}$ 为综合考虑了微网接入的系统负荷; $P_{L,t}$ 为配电网在 t 时段不加入

微网互动时的总负荷; P_{av} 为负荷曲线调整之前的负荷均值。

把式 (3) 和式 (4) 代入式 (1), 目标函数可表示为

$$f = \min \left[\sum_{t=1}^{24} \sum_{l=1}^{n_L} R_l \cdot \frac{P_{l,t}^2 + Q_{l,t}^2}{V_{l,t}^2} \cdot \Delta t + \beta \cdot \sum_{t=1}^{24} (P_{L,t} + \sum_{i=1}^n P_{i,t}^{\text{MG}} - P_{\text{av}})^2 \right] \quad (6)$$

约束条件如下:

1) 微网与配电网传输容量约束

考虑含风光储和微型燃气轮机的微网,为提高可再生能源利用率,采用“风光优先”的调度策略,优先使用它们对系统供电。风力、光伏等清洁能源具有随机性、间歇性,故微网出力的范围是一个随时间而波动的可正可负的动态区间。忽略各微源在一个时段 $\Delta t = 1$ 内的出力波动,可表示为

$$\max(P_{i,t}^{\text{MG}}, P_{i,t}^{\text{line}}) \leq P_{i,t}^{\text{MG}} \leq \min(P_{i,t}^{\text{MG}}, P_{i,t}^{\text{line}}) \quad (7)$$

$$P_{i,t}^{\text{MG}} = \sum_{j=1}^{N_{ij}^{\text{CG}}} \bar{P}_{ij,t} + E_{i,t}^{\text{PV}} + E_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{ST}} - E_{i,t}^{\text{L}} \quad (8)$$

$$P_{i,t}^{\text{MG}} = \sum_{j=1}^{N_{ij}^{\text{CG}}} \underline{P}_{ij,t} + E_{i,t}^{\text{PV}} + E_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{ST}} - E_{i,t}^{\text{L}} \quad (9)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{MG}}$ 为微网 t 时段实时出力,基于微网的“源-荷”双重特性, $P_{i,t}^{\text{MG}} > 0$ 表示微网向配电网输送功率,反之 $P_{i,t}^{\text{MG}} < 0$ 表示微网向配电网购买电能; $P_{i,t}^{\text{MG}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{MG}}$ 分别为 t 时段第 i 个微网的有功出力上、下限; $P_{i,t}^{\text{line}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{line}}$ 分别为第 i 个微网公共连接点 PCC 处容量上、下限; N_{ij}^{CG} 为微网 i 含第 j 类可控 DG 的数量; $E_{i,t}^{\text{PV}}$ 、 $E_{i,t}^{\text{WT}}$ 分别为 t 时段辐照度预测值、风速预测值所对应的光伏及风机出力预测值期望; $E_{i,t}^{\text{L}}$ 为 t 时段第 i 个微网的内部负荷预测值期望; $\bar{P}_{ij,t}$ 、 $\underline{P}_{ij,t}$ 分别为第 i 个微网的第 j 个微源在 t 时刻的有功出力上、下限; $P_{i,t}^{\text{ST}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{ST}}$ 为 t 时段储能装置最大、最小出力,可分别根据 $t-1$ 时段运行情况动态推导。

$$\bar{P}_{ij,t} = \min\{P_{ij,t}^{\text{min}}, P_{ij,t-1} + R_{ij}^{\text{up}} \Delta t\} \quad (10)$$

$$\underline{P}_{ij,t} = \min\{P_{ij,t}^{\text{max}}, P_{ij,t-1} + R_{ij}^{\text{down}} \Delta t\} \quad (11)$$

$$P_{i,t}^{\text{ST}} = [(1-\delta) \cdot S_{i,t-1}^{\text{ST}} - S_{\text{oc}}^{\text{min}} \cdot S_{i,t}^{\text{ST}}] \cdot S_{i,t}^{\text{ST}} / \eta_{\text{in}} \Delta t \quad (12)$$

$$P_{i,t}^{\text{ST}} = [(1-\delta) \cdot S_{i,t-1}^{\text{ST}} - S_{\text{oc}}^{\text{max}} \cdot S_{i,t}^{\text{ST}}] \cdot S_{i,t}^{\text{ST}} \cdot \eta_{\text{out}} / \Delta t \quad (13)$$

式中: $P_{ij,t}^{\text{max}}$ 、 $P_{ij,t}^{\text{min}}$ 分别为第 i 个微网中第 j 个微电源在 t 时刻的最大、最小有功出力; R_{ij}^{up} 和 R_{ij}^{down} 分别为微电

源出力的最大上行、下行爬坡率; $S_{i,t}^{ST}$ 为 t 时刻结束时储能剩余电量; $S_{i,t-1}^{ST}$ 为 $t-1$ 时刻的储能剩余电量; δ 为蓄电池自放电率; $S_{i,r}^{ST}$ 为储能额定容量; η_{in} 为充电效率; η_{out} 为放电效率; S_{oc}^{max} 、 S_{oc}^{min} 分别为最大、最小储能装置剩余电量百分比。

2) 节点电压约束

针对可再生能源接入电网可能引起的电压越限,对微网接入电网的公共节点(PCC)处需引入节点电压约束:

$$V_{imin,t} \leq V_{i,t} \leq V_{imax,t} \quad (14)$$

式中: $V_{imax,t}$ 、 $V_{imin,t}$ 分别为 t 时刻微网 i 所接入节点的电压上、下限; $V_i(t)$ 为 t 时刻微网 i 接入节点的实际电压。

3 微网经济优化运行模型

通过上层优化确定了电网对微网的调度计划,还需通过下层优化对微网中微电源实施出力管控。假设微网与配电网的能量交互不存在利益博弈,系统中各微网服从电网调度。以微网可控 DG(distributed generation)、储能装置运行维护成本、微网售电收益、购电成本构成的微网综合运行收益 C_i^{MG} 为目标函数:

$$\max C_i^{MG} = C_i^{g-} - C_i^{g+} - C_i^{CG} - C_i^{ST} - C_i^R \quad (15)$$

$$C_i^{g-} = \sum_{t=1}^T c_t^{g-} P_{i,t}^{MG-} \quad (16)$$

$$C_i^{g+} = \sum_{t=1}^T c_t^{g+} P_{i,t}^{MG+} \quad (17)$$

$$C_i^{CG} = \sum_{j=1}^T \sum_{l=1}^{N_{ij}^{CG}} (C_j^{fuel} + C_j^{om}) \cdot P_{ij,t} \quad (18)$$

$$C_i^{ST} = \sum_{t=1}^T c_{ST}^{om} (P_t^{ch} + P_t^{dis}) + C_t^{dep} (1 - U_t^{ST}) U_{t-1}^{ST} \quad (19)$$

$$C_i^R = c_t^R \cdot R_{i,t}^g \quad (20)$$

$$P_{i,t}^{MG} = P_{i,t}^{MG+} + P_{i,t}^{MG-} \quad (21)$$

式中: C_i^{g+} 、 C_i^{g-} 分别为微网 i 购电成本和售电收益; C_i^{CG} 为微网 i 所含可控 DG 运行成本; C_i^R 为微网 i 从电网购买备用容量成本; $P_{i,t}^{MG+}$ 、 $P_{i,t}^{MG-}$ 分别为微网购电、售电功率; T 为优化运行周期; N_{ij}^{CG} 为微网 i 含第 j 类可控 DG 的数量; $P_{ij,t}$ 为第 i 个微网中第 j 个微电源的有功出力; C_i^{fuel} 、 C_i^{om} 分别为可控 DG 燃料成本和运行维护成本; c_t^{g+} 、 c_t^{g-} 分别为微网购电、售电价

格; c_{ST}^{om} 为蓄电池运行维护成本系数; P_t^{ch} 为蓄电池储能 t 时段充电功率; P_t^{dis} 为蓄电池储能 t 时段放电功率; C_t^{dep} 为 t 时段蓄电池储能折旧成本; $R_{i,t}^g$ 为微网 i 在 t 时刻购买的备用容量; c_t^R 为 t 时段旋转备用购买价格。

确定性约束如下:

1) 功率平衡约束

$$P_{i,t}^{MG} = \sum_{j=1}^{N_{ij}^{CG}} P_{ij,t} + E_{i,t}^{PV} + E_{i,t}^{WT} + P_{i,t}^{ST} - E_{i,t}^L \quad (22)$$

2) 各微电源的有功出力上下限约束

$$P_{ij,t}^{min} \leq P_{ij,t} \leq P_{ij,t}^{max} \quad (23)$$

3) 微电源出力的爬坡率约束

增负荷时,有

$$P_{ij,t} - P_{ij,t-1} \leq R_{ij}^{up} \quad (24)$$

减负荷时,有

$$P_{ij,t} - P_{ij,t-1} \leq R_{ij}^{down} \quad (25)$$

4) 储能装置约束

储能装置作为特殊的微电源,其运行相关约束见文献[1],优化需满足文献[1]内的所有约束。由于微网运行中风力、光伏、负荷均存在不确定性,这里采用基于蒙特卡洛模拟的机会约束来描述含不确定性变量的约束条件。机会约束规划(CCP)是随机规划的重要分支,能够应用于应对约束条件内包含不确定性随机变量的情况,且可方便地在测量到随机变量确定值之前得出优化结果。CCP 允许优化结果在极端条件下可不满足约束条件,但该优化结果可使约束条件成立的概率不低于所设定的置信度水平。机会约束规划的形式描述如下:

$$\min \bar{f} \quad (26)$$

$$\text{s. t. } Pr\{f(x, \xi) \leq \bar{f}\} \geq \alpha \quad (27)$$

$$Pr\{g_i(x, \xi) \leq 0\} \geq \beta \quad (28)$$

式中: $i = 1, 2, \dots, m$; x 为优化结果对应的决策向量; ξ 为随机变量对应的随机向量; $f(x, \xi)$ 为目标函数; $g_i(x, \xi)$ 为含随机向量的约束函数; $Pr\{\cdot\}$ 表示其所含事件成立的概率; α 、 β 为事先设定的、分别对应目标函数和约束条件的置信度; \bar{f} 为目标函数 $f(x, \xi)$ 在置信水平为 β 时所取的最小值。

考虑微网内部“荷-源”均随机的特点,为防止决策过分保守,允许优化结果在一定程度上不满足约束条件,将旋转备用约束描述为一个机会约束:

$$Pr\{ (E_{ij}^{WT} - P_{ij}^{WT}) + (E_{ij}^{PV} - P_{ij}^{PV}) - (E_{ij}^L - P_{ij}^L) \leq R_{ij}^g + \sum_{j=1}^{NGC} \} \geq \beta \quad (29)$$

$$R_{ij} = \min\{ R_{ij}^{up} \Delta t, P_{ij}^{max} - P_{ij} \} \quad (30)$$

$$0 \leq R_{ij}^g \leq P_{i,max}^{line} - P_{ij}^{MG} \quad (31)$$

式中 β 为给定的置信度。1 - β 的物理意义可视为微网 i 所能接受的最大失负荷率 (loss of load probability, LOLP) [8]。为了模拟微网实时运行不确定性,在 Matlab 环境下采用蒙特卡洛方法根据风速、辐照度及负荷的预测数据及其各自的概率分布,随机生成满足概率分布的运行数据,即可模拟计算实际运行数据。

4 模型求解

上、下两层模型的整体求解流程如图 2 所示,首先运用基于随机模拟的 PSO 算法求解配电网层的优化调度模型,以形成配电网对微网的最优调度日前计划;随后将上层结果代入下层模型作为初始条件,再运用基于蒙特卡洛模拟的改进粒子群算法 (Monte Carlo simulation based particle swarm optimization, 缩写为 MCS - PSO) [9] 求解得出各微网中各微电源运行优化结果。由于下层模型为机会约束规划模型,引入了随机变量,需要采用随机模拟技术,即蒙特卡洛模拟 [10],将问题转化为确定性优化问题并利用 PSO 算法求解。

对于粒子迭代寻优过程中的某一决策向量 x ,机会约束模型求解需要如下两步: 1) 确定决策向量是否能达到置信度 β ; 2) 若能满足,则计算决策向量 x 所对应的优化目标值。与确定性规划不同,机会约束规划中包含的随机变量较难处理,需要确定随机优化模型中决策向量是否满足机会约束。所以需要针对 PSO 算法中每一个粒子所对应的一个决策向量 x ,采用蒙特卡洛模拟验证机会约束式 (27) 是否满足。具体方法为: 1) 对某一确定时段 t ,设初始计数变量 $N_m = 0$; 2) 利用蒙特卡洛模拟基于预测数据随机生成一组微网实时运行的模拟数据 $(E_{ij}^{PV}, E_{ij}^{WT}, E_{ij}^L)$,产生一个微网实时运行场景; 3) 将上一步生成的模拟数据与决策向量 x 中的决策变量一同代入机会约束式 (27) 左侧,若 $Pr\{ \cdot \}$ 内事件成立,则 $N_m = N_m + 1$; 重复上述过程 2) ~ 3) N_m 次; 根据大

数定律,当 N_m 足够大,且 $N_m / N_M \geq \beta$ 成立时,则视为满足机会约束式 (27)。

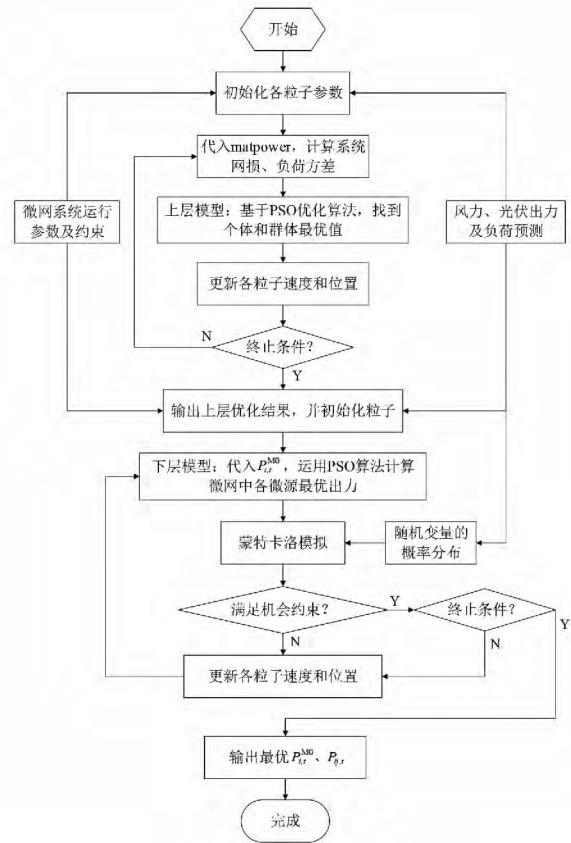


图 2 求解流程

5 算例分析

所提算例仿真采用集中控制模式下的微网简化模型。微网 1、微网 2、微网 3 中储能最大电量分别为 12 MW · h、12 MW · h、11 MW · h,微型燃气轮机额定容量分别为 6 MW、5 MW、7 MW,燃料电池容量均为 7 MW。储能系统初始电量 $S_{oc}(0) = 0.1$,剩余电量 $S_{oc}(t)$ 变化范围为 $[0.1, 0.9]$ 。若已知各微网风、光出力和自身负荷预测数据,则可通过计算限定微网 24 h 出力范围,以此设置粒子群寻优的解空间。微网购/售实时电价 c_i^{g+} 、 c_i^{g-} 采用文献 [5] 中数据。机会约束优化模型虽已考虑风力发电、光伏发电出力及负荷功率的不确定性,但微网中的可控机组仍存在小概率的强迫停运。所以假设在机组强迫停运等极端条件下,由主网提供紧急备用。

以一个包含 6 机 3 微网的改进 IEEE - 30 节点配电网系统进行仿真,并分别在 10、15、21 号节点接入微网。首先获取接入配电网的微网 1、微网 2 及微网 3 的

1 d内各时段负荷功率预测值、光伏出力、风力出力预测期望值,详见文献[1]。由于微网规模不同、类型不同,各微网中包含的负荷类别及其占比具有差异性,表现为各微网的总体负荷特性差异较大。

考虑多微网接入配电网,并经过上层优化,该地区全天24 h的网损降低了2.362 MW·h。图3所示为配电网对微网1、微网2、微网3的出力调度计划。其中,若 $P_{ij}^{MG} > 0$,则微网向电网送电,微网此时等效为虚拟发电厂;若 $P_{ij}^{MG} < 0$,则电网为微网供电,微网此时等效为虚拟负荷。如图3所示,经过多微网与配电网的联合优化,多微网在夜间吸收主网电能整体呈现出负荷特性;多微网在日间电价高峰时段出售电能,分担日间的配电网负荷呈现电源特性。新的系统负荷曲线较未优化和仅进行微网运行优化的系统负荷曲线更加“平滑”,波动更小,实现了负荷的“削峰填谷”。在00:00至06:00之间,电网向微网输出电能,微网利用自身储能装置吸收系统低谷时段的电能和自身风力发电的富余电能,若加大储能装置和微燃机配置容量,微网将具有更明显的“填谷”能力。

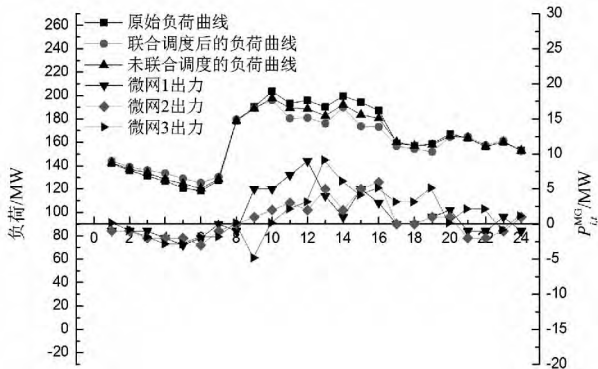


图3 微网调度计划及系统负荷变化

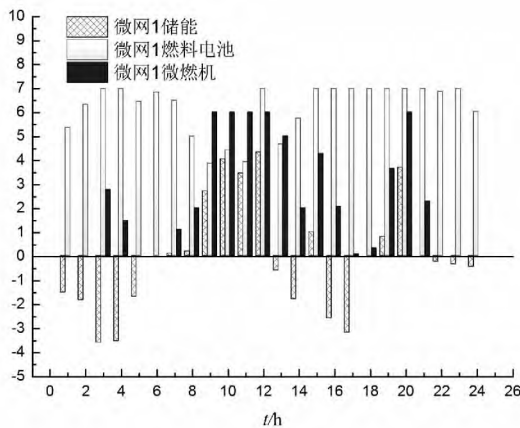


图4 微网1能量管控

图4给出在置信度 $\beta = 0.9$ 时微网1可控型微电源的出力管控结果。可以看出,通过储能装置的能量转移功能,微网在夜间负荷低谷时段储存大量电能,并在负荷高峰时段释放,实现了能量的“时空互补”。储能装置充分利用了整个优化周期内的峰谷电价差,提高了微网运行经济性。燃料电池由于其较为低廉的发电成本,在整个优化周期内开机运行。微型燃气轮机由于发电运行成本高于燃料电池,则仅在部分电价高峰时段开机运行,且可在其开机运行的相应时段为微网系统提供旋转备用。

同时,通过对微网运行备用约束置信度不同取值的情况进行计算,可得不同机会约束条件置信度下的配电网内各微网运行收益目标值、微网备用购买方案及其失负荷率(LOLP)。

表1 备用容量购买量、目标收益及LOLP

置信度	微网1		
	收益目标值/元	备用购买/MW	LOLP
1	5 237.2	25.82	0.001
0.9	6 188.4	14.18	0.099
0.8	6 247.5	9.67	0.198
0.7	6 381.7	5.12	0.298

表1以微网1为例,展示了微网在不同置信度下的为微网从系统购买备用容量的方案及其收益目标的优化结果值。可以看出,含随机机会约束的优化模型由于考虑了微网运行不确定性随机变量的影响,其旋转备用约束置信度提高会降低微网运行的失负荷率(即提高了微网供电可靠性),但是需要增大微网备用容量的购买。以上仿真结果表明,提高微网的供电可靠性,需要增加购买备用容量的费用,进而增大微网运行成本(或减小微网供电收益),可靠性与经济性两者具有一定矛盾,可能难以同时兼顾。因此,微网的实际能量管控及运行优化,需要根据微网用户对供电可靠性的个性化要求,设置合理的置信度,达到可靠性与经济性的协调。

5 结 语

将微网与电网联合调度优化模式应用于多微网接入配电网运行场景,建立双层优化模型,根据微网的动态出力范围,考虑配电网网损和负荷波动方差建立上层目标函数。为充分发挥微网对内部微源的管控能力,同时计及微网运行的不确定性随机变量

的影响,建立含机会约束的规划模型,采用基于蒙特卡洛模拟的粒子群算法对微网中各微电源运行出力进行优化。仿真结果显示多个微网与电网联合调度,可充分发挥微网“荷-源”双重特性的调度灵活性,解决可再生能源出力波动性对电网的影响,并兼顾微网运行经济性。同时,算例仿真表明不同备用约束置信度会对优化结果产生影响,实际运行下需权衡微网运行经济性与可靠性。

参考文献

[1] 龚正宇,刘继春,武云霞,等. 含风光储的多微网接入配网的联合调度策略[J]. 可再生能源,2014,32(11):1665-1670.

[2] Katiraei F, Iravani R, Hatziargyriou N, et al. Microgrids Management [J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2008,6(3):54-65.

[3] 丁明,张颖媛,茹美琴,等. 集中控制式微网系统的稳态建模与运行优化[J]. 电力系统自动化,2009,33(24):78-82.

[4] 杨佩佩,艾欣,崔明勇,等. 基于粒子群优化算法的含多种供能系统的微网经济运行分析[J]. 电网技术,

2009,33(20):38-42.

[5] 吴雄,王秀丽,别朝红,等. 含热电联供系统的微网经济运行[J]. 电力自动化设备,2013,33(8):1-6.

[6] 丁明,张颖媛,茹美琴,等. 包含钠硫电池储能的微网系统经济运行优化[J]. 中国电机工程学报,2011,31(4):7-14.

[7] 顾伟,吴志,王锐. 考虑污染气体排放的热电联供型微电网多目标运行优化[J]. 电力系统自动化,2012,36(14):177-185.

[8] 吴雄,王秀丽,王建学,等. 微网经济调度问题的混合整数规划方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(28):1-9.

[9] Hetzer J, Yu D C, Bhattarai K. An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008,23(2):603-611.

[10] 张伯明,吴文传,郑太一,等. 消纳大规模风电的多时间尺度协调的有功调度系统设计[J]. 电力系统自动化,2011,35(11):1-6.

作者简介:

陈颖(1986),硕士研究生、工程师,从事电网调度运行工作。(收稿日期:2016-05-08)

(上接第 31 页)

2) 在云南电网大停电时,鲁西直流柔性直流单元即可作为黑启动电源实现云南电网黑启动;为避免无源负载投入对交流系统频率和电压造成的冲击,应采用分组分时序的方法投入负载。

所提出的传统和新型直流参与交流系统黑启动的原则,能够为云南电网异步后,溪洛渡直流和鲁西背靠背直流的黑启动试验提供依据。

参考文献

[1] 李兴源. 高压直流输电系统[M]. 北京:科学出版社,2010.

[2] Kundur P. Power System Stability and Control [M]. New York: McGraw-Hill, 1994.

[3] 汤广福. 基于电压源换流器的高压直流输电技术[M]. 北京:中国电力出版社,2009.

[4] 徐政. 柔性直流输电系统[M]. 北京:机械工业出版社,2010.

[5] 廖武诗,姚伟,文劲宇,等. 电力系统恢复后网架重构和负荷恢复的两阶段优化方法[J]. 中国电机工程学报,2016,36(0):1-10.

[6] 周剑,苏寅生,王新宝. 云广直流在南方电网黑启动及系统恢复过程的作用[J]. 南方电网技术,2010,4(4):48-51.

[7] 周剑,李建设,苏寅生. 电网黑启动情况下高压直流输电系统启动条件分析[J]. 电力系统自动化,2011,35(3):92-96.

[8] 李保宏,刘天琪,许韦华,等. 直流参与受端弱交流系统黑启动的技术条件[J]. 电力自动化设备,2016,36(5):23-29.

[9] Lindstrom R R. Simulation and Field Tests of the Black Start of a Large Coal-fired Generating Station Utilizing Small Remote Hydro Generation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1990,5(1):162-168.

[10] 李探,赵成勇,王朝亮,等. 用于电网黑启动的 MMC-HVDC 系统换流站启动策略[J]. 电力系统自动化,2013,37(9):117-122.

作者简介:

赵睿(1986),博士、工程师,研究方向为高压直流输电、电力系统稳定与控制;

卢斯煜(1986),博士、工程师,研究方向为电力系统规划、高压直流输电。

(收稿日期:2016-06-22)