

康明. 基于非合作博弈与 ARMA 方法的微电网最优经济调度模型[J]. 湖南科技大学学报(自然科学版), 2024, 39(3):93–101. doi:10.13582/j.cnki.1672-9102.2024.03.012

KANG M. Optimal Economic Dispatching Model of Microgrid Based on Noncooperative Game and ARMA Methods [J]. Journal of Hunan University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2024, 39(3):93–101. doi:10.13582/j.cnki.1672-9102.2024.03.012

基于非合作博弈与 ARMA 方法的 微电网最优经济调度模型

康明*

(中国社会科学院大学 商学院, 北京 102488)

摘要: 由于忽略配电网安全约束, 以经济性最优作为目标函数的微电网优化调度存在不足, 所得到的经济性最优调度方案往往会导致电压幅值越限、联络线路过负荷等问题, 影响电力系统的安全稳定运行. 文章以微电网的经济性最优与配电网的安全性最优为目标, 提出一种改进的非合作博弈模型, 将自回归滑动平均法和场景削减技术加入模型, 对风光等不确定性因素进行处理. 阐述模型建立的方法与步骤, 详细分析模型的原理. 使用某地实际配电网数据进行试验, 微电网经济调度模型、配电网安全调度模型、非合作博弈模型的对比结果表明: 非合作博弈模型更符合实际电网运行要求, 既满足微电网利润要求, 又达到配电网安全约束, 比传统方法更适合电力市场.

关键词: 微电网; 配电网; 自回归滑动平均场景法; 安全性指标; 非合作博弈

中图分类号: F224.32; C32; TM73

文献标志码: A

文章编号: 1672-9102(2024)03-0093-09

Optimal Economic Dispatching Model of Microgrid Based on Noncooperative Game and ARMA Methods

KANG Ming

(Business School, University of Chinese Academy of Social Sciences, Beijing 102488, China)

Abstract: Due to ignoring distribution network security constraints, the method of the optimal scheduling of microgrid which takes economic optimization as objective function has some shortcomings that lead to the limit of the voltage amplitude, tie line passing load etc., and eventually affect the safe and stable operation of power system. This paper aims at the economic optimization of microgrid and the security optimization of distribution network and proposes a non-cooperative game model that considers the economy and security of the microgrid, and deals with the uncertain factors such as wind and light based on auto regressive and moving average method and scene reduction technology. The method and steps of model building are described, and the principle of model is analyzed in details. Using data for experiment, the comparison results of microgrid economic dispatching model, security dispatching model and the non-cooperative game model show that the non-cooperative game model is more in line with the actual power grid operation requirements, meeting not only the profit requirements of micro grid, but also the security constraints of distribution network, and more suitable for electricity market than the traditional methods.

收稿日期: 2020-08-13

* 通信作者, E-mail: 365310768@qq.com

Keywords: microgrid; distribution network; auto regressive moving average (ARMA); security index; noncooperative game

随着分布式电源(Distributed Generator, DG)接入电网比例的不断提高,其出力的随机性和间歇性对电力系统的安全稳定运行构成威胁^[1-2].微电网凭借先进的智能计量技术、协调控制技术以及信息通信技术,为有效解决 DG 并网提供了新的思路^[3-4].微电网通过先进的通信、计量和控制技术,将 DG、储能系统、电动汽车、需求响应(Demand Response, DR)等多种分布式能源(Distributed Energy Resources, DER)聚合,通过协调内部各机组出力,从而作为一个有机整体参与电网运行与调度,极大地减小了分布式电源单独并网对公网造成的冲击,缓和了风、光等可再生能源的波动性,从而实现资源的优化配置和协调管理,提高其市场竞争力.

微电网的优化调度技术是核心问题,目前,微电网的优化调度研究已取得丰硕成果.文献[5]建立微电网随机优化模型,并运用随机规划法处理风光等不确定性因素;文献[6]则采用鲁棒优化法对微电网不确定性进行处理.然而,随机规划需要准确把握各随机变量的精准概率分布,实际应用中往往难以获取,而鲁棒优化则求解结果过于保守,不利于经济效益的体现.文献[7]将非平稳序列转换为平稳序列,使用自回归移动平均(Auto Regression Integrated Moving Average, ARIMA)模型实现 W 频段降雨衰减动态短期预测.基于此,本文在随机规划的基础上提出一种基于场景技术的优化方法,采用回归滑动平均(Auto Regressive Moving Average, ARMA)法结合实际数据生成对应场景,并采用场景削减法对其进行削减,从而选取最有价值的代表性场景参与优化,不仅节约了求解时间,也避免了求解结果的保守性,更符合实际工程应用.

此外,当前对于微电网的优化调度模型主要强调其经济性,鲜有文献从配电网安全性较低考虑微电网优化调度后的不利因素,而实际运行中微电网的经济性最优解很有可能不满足微电网的安全性要求,造成线路过载或电压越限等安全问题,对电力系统的安全稳定运行造成威胁.文献[8-9]采用传统的多目标优化算法协调处理微电网的经济性与配电网的安全性,虽然可以得到帕累托(Pareto)意义上的非劣解,但是权重系数往往根据主观经验进行选取,计算结果的主观性过于明显.相反,采用博弈论的方法则可以较为客观地反映各利益主体的诉求,极大程度上避免主观因素的加入对于模型求解结果的影响.

本文在上述研究工作的基础上,首先,针对风、光出力的随机性与间歇性,基于回归滑动平均模型以及概率距离的快速前代消除技术实现对风、光等不确定因素的处理;其次,以微网经济性和配电网安全性为博弈目标,提出考虑微网经济性和配电网安全性的非合作博弈模型,并通过循环迭代求解微网优化调度模型和配电网安全性模型,使双方达到纳什(Nash)均衡;最后,以 IEEE-33 节点算例系统验证了本文所构模型以及所提算法的有效性.相较于现有研究工作,本文的突出贡献如下:

- 1) 采用 ARMA 以及概率距离的快速前代消除技术对风、光等不确定性因素进行处理,有效降低不确定性因素对微网调度策略制定的影响.
- 2) 考虑微网同时参与日前能量市场以及碳交易市场,不仅有利于提高微网经济效益,也能够减少碳排放量,减少对环境的污染.
- 3) 构建考虑微网经济性和配电网安全性的非合作博弈模型,避免多目标优化主观因素对模型求解的影响.

1 微电网经济调度优化模型

考虑由风电场、光伏电站以及蓄电池储能组成的微电网系统,基于 ARMA 以及场景削减法处理风光出力的不确定性以及市场电价的波动性,考虑微电网系统参与日前能量市场(Day-Ahead Energy Market, DAM),可向配电网出售电量或购买电量.

1.1 不确定性因素处理

由于风、光等分布式电源出力难以预测,风、光渗透率的提高加大了配电网安全性风险以及微电网的运行风险,因此如何利用风、光的出力预测信息形成具有代表性的场景,对于微电网的运行优化具有重要

的意义.本文采用 ARMA 以及场景削减技术对风、光出力等不确定性进行处理,通过 2 步将风光不确定性以经典概率场景描述,具体步骤如下^[10-11]:

步骤 1:采用 ARMA 法生成风光出力抽样场景;

步骤 2:计算 ARMA 法生成的大规模场景集 S 中每对场景 s 与 s' 之间的几何距离.

步骤 3:从剩余场景选定与之距离之和最小的场景.

步骤 4:以 S 中与场景 s_d 几何距离最近的场景 s_r 替代场景,并将 s_d 的概率加到场景 s_r 的概率上,从而消除场景 s_d ,更新场景集 S .

其中,ARMA 法用于生成大量风、光出力的不确定性场景,概率距离的快速前代消除技术用于对 ARMA 生成的大规模场景数进行削减,从而形成本文所需的经典概率场景.上述 2 种方法的具体公式以及求解步骤详见文献[10-11].

1.2 微电网经济调度随机优化模型

本文假设微电网模型由风电机组、光伏电站、燃气轮机机组、电储能系统(Electric Energy Storage System, ESS)组成,并且考虑微电网同时参与日前市场竞标的情况.

1.2.1 目标函数

微电网经济调度模型以整体参与日前能量市场的收益最大化作为目标函数,其中收益主要来源于向日前市场售电收入以及向负荷供电收入,主要成本包括中断负荷成本、碳交易成本以及燃气轮机的运行和启停成本,其目标函数为

$$\max \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{w=1}^{n_w} \pi(w) \sum_{s=1}^{n_s} \pi(s) \sum_{p=1}^{n_p} \pi(p) [\lambda^p(t) G^{\text{wsp}}(t) + \lambda_d^p(t) G_d^{\text{wsp}}(t) - C_{\text{gas}}^{\text{wsp}}(t) - \text{start}_{\text{gas}}^{\text{wsp}}(t) S_t] \right\}. \quad (1)$$

式中: T 为总调度时段数量; $\pi(w)$, $\pi(s)$, $\pi(p)$ 为第 w 组风电输出、第 s 组光伏输出以及第 p 组市场电价场景的概率; $\lambda^p(t)$ 为第 p 组电价场景下时段 t 的电力市场电价; $G^{\text{wsp}}(t)$ 为 t 时段的微电网与电力市场的交互电量; $\lambda_d^p(t)$ 为第 p 组电价场景下时段 t 的负荷电价; $G_d^{\text{wsp}}(t)$ 为微电网 t 时段的负荷供给电量; $C_{\text{gas}}^{\text{wsp}}(t)$ 为燃气轮机在时段 t 的运行成本; $\text{start}_{\text{gas}}^{\text{wsp}}(t)$ 为 0~1 变量,表示燃气轮机是否启动; S_t 为燃气轮机的启动成本.

燃气轮机的运行成本用分段线性函数表示:

$$C_{\text{gas}}^{\text{wsp}}(t) = u \text{work}_{\text{gas}}^{\text{wsp}}(t) + \sum_{j=1}^N k_j g_{\text{gas},j}^{\text{wsp}}(t). \quad (2)$$

式中: u 为燃气轮机的固定生产成本; $\text{work}_{\text{gas}}^{\text{wsp}}(t)$ 为 0~1 变量,表示燃气轮机的工作状态; k_j 为燃气轮机第 j 段发电成本斜率; $g_{\text{gas},j}^{\text{wsp}}(t)$ 为 t 时段燃气轮机第 j 段出力.

微网中的碳排放主要来源于燃气轮机机组,其碳排放量可以表示为

$$E_C^{\text{wsp}} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N \sigma_i g_{\text{gas},j}^{\text{wsp}}(t). \quad (3)$$

式中: E_C^{wsp} 为微网实际碳排放量; σ_i 为第 i 台燃气轮机机组的碳排放强度.

本文基于上海市发展和改革委员会出台的有关碳排放配额分配方案,采用基准线法确定微网的碳排放配额:

$$C_C^{\text{wsp}} = \varepsilon \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N \eta k_j g_{\text{gas},j}^{\text{wsp}}(t). \quad (4)$$

式中: C_C^{wsp} 为微网碳排放配额; ε 为负荷率修正系数; η 为单位电量碳排放基准.

因此,微网的碳排放成本可以表示为

$$C_C^{\text{wsp}} = \lambda^C (E_C^{\text{wsp}} - E_C^{\text{wsp}}). \quad (5)$$

式中: C_C^{wsp} 为微网碳排放成本; λ^C 为碳交易价格.

1.2.2 约束条件

1) 微电网燃气轮机约束

微电网燃气轮机约束包括最大出力约束、爬坡率约束以及最小开机/关机时间约束,具体可见参考文献[6],本文在此不再赘述.

2) 蓄电池储能系统约束

$$S_{\text{ESS}}^{\text{wsp}}(t) = S_{\text{ESS}}^{\text{wsp}}(t-1) + g_{\text{charge}}^{\text{wsp}}(t) - g_{\text{disch}}^{\text{wsp}}(t); \quad (6)$$

$$0 \leq S_{\text{ESS}}^{\text{wsp}}(t) \leq S_{\text{ESS}}^{\text{max}}; \quad (7)$$

$$0 \leq g_{\text{charge}}^{\text{wsp}}(t) \leq g_{\text{charge}}^{\text{max}}; \quad (8)$$

$$0 \leq g_{\text{disch}}^{\text{wsp}}(t) \leq g_{\text{disch}}^{\text{max}}. \quad (9)$$

式中: $S_{\text{ESS}}^{\text{wsp}}(t)$ 为 t 时段蓄电池的蓄电量; $g_{\text{charge}}^{\text{wsp}}(t)$, $g_{\text{disch}}^{\text{wsp}}(t)$ 为时段 t 蓄电池的充放电量; $S_{\text{ESS}}^{\text{max}}$ 为蓄电池储能系统的最大蓄电量; $g_{\text{charge}}^{\text{max}}$, $g_{\text{disch}}^{\text{max}}$ 为蓄电池储能系统的最大充放电量.

3) 微电网内部功率平衡约束

$$g^{\text{w}}(t) + g^{\text{s}}(t) + g_{\text{gss}}^{\text{wsp}}(t) + g_{\text{disch}}^{\text{wsp}}(t) = G^{\text{wsp}}(t) + G_{\text{d}}^{\text{wsp}}(t) + g_{\text{charge}}^{\text{wsp}}(t). \quad (10)$$

式中: $g^{\text{w}}(t)$, $g^{\text{s}}(t)$ 分别为 t 时段第 w 种场景下风电场发电量以及第 s 种场景下光伏电站发电量.

4) 配电网功率平衡约束

考虑微电网外的燃气轮机机组由配电网进行调度管理,则配电网的功率平衡约束可以表示为

$$D(t) = G_{\text{d}}^{\text{wsp}}(t) + P_0(t) + P_{\text{GT2}}(t). \quad (11)$$

式中: $D(t)$ 为配电网总负荷; $P_0(t)$ 为配电网在根节点处从电力市场购得的电量; $P_{\text{GT2}}(t)$ 为配电网燃气轮机机组 GT2 发电量.

2 配电网安全调度模型

配电网的安全性指标可以用电压偏差、电压不平衡量、电压越限距离、电压波动与闪变以及电压谐波等指标来衡量.其中电压偏差的计算形式较为简单,且能够通过电压差平方的形式较好地衡量配电网的安全性,因此本文使用电压偏差作为衡量配电网安全性的一项指标.

2.1 目标函数

配电网安全调度的优化目标是使得配电网的安全性指标最优,即配电网安全调度模型的目标函数为配电网一天内各节点在风光各种出力场景下的电压偏差值的方差最小,表示如式(12)所示.

$$\sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^{N_B} \sum_{w=1}^{n_w} \pi(w) \sum_{s=1}^{n_s} \pi(s) [V_i^{\text{res}}(t) - V_{\text{ref},i}]^2 \right\} \quad (12)$$

式中: N_B 为配电网的总节点数; $V_i^{\text{res}}(t)$ 为 t 时段第 w 组风电出力,第 s 组光伏出力场景下节点 i 的实际电压; $V_{\text{ref},i}$ 为节点 i 的额定电压.

2.2 约束条件

1) 潮流方程约束

配电网安全约束需考虑潮流方程等式约束,潮流方程等式可参考文献[6].

2) 配电网燃气轮机约束条件

与 1.2.2 节中燃气轮机的约束条件类似,可参考文献[6],在此不再赘述.

3) 配电网安全约束条件

$$P_{\text{Gimin}} \leq P_{\text{Gi}}(t) \leq P_{\text{Gimax}}; \quad (13)$$

$$Q_{\text{Gimin}} \leq Q_{\text{Gi}}(t) \leq Q_{\text{Gimax}}; \quad (14)$$

$$V_{\text{imin}} \leq V_i^{\text{res}}(t) \leq V_{\text{imax}}; \quad (15)$$

$$P_{\text{limin}} \leq P_{\text{li}}(t) \leq P_{\text{limax}}. \quad (16)$$

式中: P_{Gimin} , P_{Gimax} 为发电机节点 i 的最小最大有功出力; Q_{Gimin} , Q_{Gimax} 为发电机节点 i 的最小最大无功出力; V_{imin} , V_{imax} 为节点 i 的电压下限和上限; $P_{\text{li}}(t)$ 为 t 时段支路 i 的有功潮流; P_{limin} , P_{limax} 为支路 i 的有功潮流下限和上限.

3 非合作博弈优化模型

然而,微电网的经济性优化模型和配电网的安全性优化模型均为单一优化策略,并未考虑到对彼此的

影响.而实际上,二者在电网的实际运行过程中是互相影响的,为此,本文建立了考虑配电网安全性与微电网经济性的博弈模型,通过二者之间的博弈达到双方的均衡解,从而在谋求微电网利益最大化的同时兼顾配电网的安全性.

3.1 模型的建立

本文考虑博弈模型中微电网以及配电网为竞争关系,分别以自身利益最大化进行博弈,二者各自为政,独立决策,所形成的非合作博弈模型如下:

1) 博弈主体:博弈双方参与者为配电网以及微电网,分别用 $\{V, D\}$ 表示.

2) 参与主体决策集:微电网方以自身收益最大化进行决策,其决策变量主要有燃气轮机发电量 $g_{\text{gas}}^{\text{wsp}}(t)$ 、蓄电池储能系统放电电量 $g_{\text{disch}}^{\text{wsp}}(t)$ 、蓄电池储能系统充电电量 $g_{\text{charge}}^{\text{wsp}}(t)$ 、微电网参与电力市场交易量 $G^{\text{wsp}}(t)$ 、微电网供给负荷电量 $G_{\text{d}}^{\text{wsp}}(t)$;配电网方以自身安全性最优进行决策,决策变量主要包括燃气轮机的发电量 $P_{\text{GT2}}(t)$ 以及配电网从电力市场上的购电量 $P_0(t)$,双方的决策空间表示为

$$S_V = \{S_{\text{gas}}, S_{\text{disch}}, S_{\text{charge}}, S_{\text{market}}, S_{\text{c}}\}; \quad (17)$$

$$S_D = \{S_0, S_{\text{GT2}}\}. \quad (18)$$

3) 收益函数:微电网的收益函数和配电网的收益函数分别可表示为功率平衡约束,具体函数表达式可见式(10)和式(11).

3.2 模型的求解算法

本文采用迭代搜索法并结合粒子群算法对上述非合作博弈模型进行求解,其求解流程图如图1所示,具体求解步骤如下:

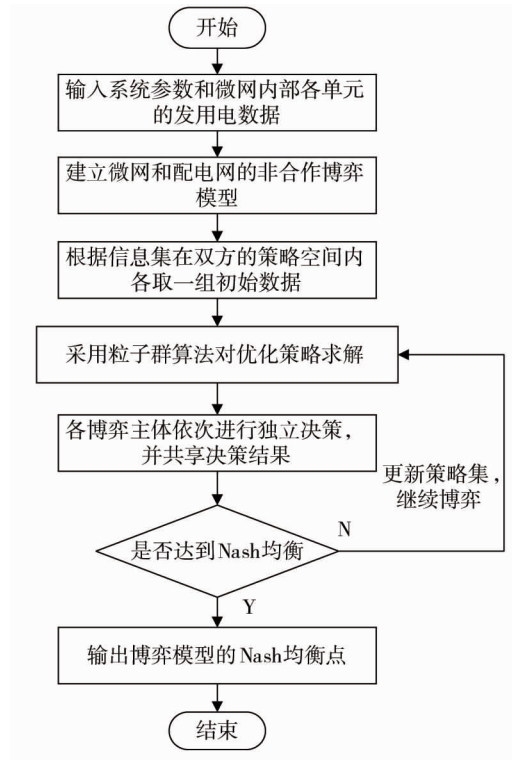


图1 算法流程图

第1步:输入系统参数和原始数据,初始化建立博弈模型所需参数及数据,主要包括:微电网内部各功率单元发电数据及参数,配电网系统拓扑数据.

第2步:按照3.1节中的博弈思路,建立配电网安全性与微电网经济性的非合作博弈模型.

第3步:在双方博弈策略集中生成一组初始数据,作为博弈模型的初始数据.初始策略集应满足信息集中的约束条件.

第4步:各博弈主体以收益函数最大进行独立优化决策,具体过程如下:

记博弈第 j 轮优化结果为 $(P_{V,j}, P_{D,j})$, 在第 j 轮博弈时, 各参与者根据上一轮的优化结果 $(P_{V,j-1}, P_{D,j-1})$, 通过粒子群算法, 选取 100 个粒子, 并设置迭代次数为 50 次, 从而求解出该轮的优化策略组合为 $(P_{V,j}, P_{D,j})$, 即

$$P_{V,j} = \arg \max_{P_V} I_V(P_{V,j}, P_{D,j-1}); \quad (19)$$

$$P_{D,j} = \arg \max_{P_D} I_V(P_{V,j-1}, P_D). \quad (20)$$

第 5 步: 信息传递共享. 博弈双方共享第 4 步中的优化结果, 并根据博弈结果进行下一轮优化博弈.

第 6 步: 判断系统是否已经达到纳什均衡点. 纳什均衡点规定为系统在相邻 2 次优化后得到的结果不发生改变, 即一方的策略改变将不会影响最终的结果, 此时认为达到了纳什均衡点:

$$(P_V^*, P_D^*) = (P_{V,j-1}, P_{D,j-1}) = (P_{V,j}, P_{D,j}). \quad (21)$$

第 7 步: 输出系统纳什均衡点.

4 算例测试与结果分析

4.1 测试数据与模型

本文基于 GAMS 24.4 以及 MATLAB 2017b 软件平台编写所构模型, 并在 Intel(R) Core(TM) i5-4200HQ CPU @ 2.70GHz, 8GB RAM 计算机上完成了模型的求解计算. 其中, GAMS 软件通过调用 CPLEX 求解器用于实现微网经济调度模型以及配电网安全调度模型的求解, MATLAB 软件则用于实现非合作博弈模型的迭代求解.

本文的算例测试系统采用 IEEE-33 节点的标准算例系统, 并对其网络拓扑进行了一定的改进, 改进后的 IEEE-33 节点测试系统如图 2 所示; 微网模型由风电场、光伏电站、电储能以及燃气轮机组 GT 组成, 燃气轮机 GT 与 GT2 均采用 TAU5670 型号, 具体参数信息见表 1, 设微网燃气轮机组中含有 15 台燃气轮机, 配电网燃气轮机组中含有 4 台燃气轮机, 假设电储能系统的最大充放电量均为 8 MW, 电储能系统具体参数信息如表 2 所示, 微网参与碳排放市场的碳交易价格取 6.569 €/t.

表 1 TAU5670 燃气轮机参数

最大/最小输出功率/MW	向上/下爬坡率/MW	启/停成本/€	固定成本/€
5.67/2.5	3/3	30/30	30
3 段运行成本斜率/(€/MW)	最小开/关机时间/h	初始开/关机时间/h	碳排放强度/(t/MW · h)
40/45/50	2/2	0/1	0.184

表 2 电储能系统参数

最大充电功率/MW	最大放电功率/MW	储能容量/MW · h	充放电效率
8	8	40	0.9

4.2 经典场景生成

本文采用 ARMA 结合概率距离的快速前代消除技术对风、光不确定出力场景进行处理, 其中, ARMA 参数设置方面, 基本模型为 ARMA(3, 2) 模型, 自回归参数 $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$ 分别设置为 0.80, 0.15, 0.15, 滑动平均参数 θ_1, θ_2 取 0.8, 0.2, 正态白噪声的 σ 取为 2.5.

首先根据 ARMA 法生成风电、光伏以及市场电价各 64 组不确定场景, 以光伏场景为例, 经过 ARMA 生成后的光伏场景数量如图 2 所示; 若此时直接进行调度优化, 则本文变量的维度为 $64 \times 64 \times 64 \times 24 = 6\,291\,456$, 将带来严重的维度灾难; 因此, 为实现模型的高效求解, 必须对上述场景进行筛选和削减, 本文采用基于概率距离的快速前代消除技术进行场景削减, 以光伏场景为例, 在经过第一步 ARMA 法抽样生成 64 组光伏场景后, 采用场景削减法对其进行削减, 削减前后场景如图 3 所示.

经过场景削减后的四组风电、电价场景分别如图 4 和图 5 所示. 为验证本文所提出的场景削减方法的有效性, 以光伏出力为例, 假设经场景削减后剩余的 4 组场景编号为 1~4, 其余场景编号为 5~64, 设计以下算例进行验证, 各算例的计算结果见表 3.

- 1)算例 1:4 组光伏出力场景(编号 1~4 的 4 组场景);
- 2)算例 2:16 组光伏出力场景(编号 1~4 场景加上其余 12 组场景);
- 3)算例 3:64 组光伏出力场景(编号 1~4 场景加上其余 60 组场景);
- 4)算例 4:除去 1-4 编号场景外其余任意 4 组场景.

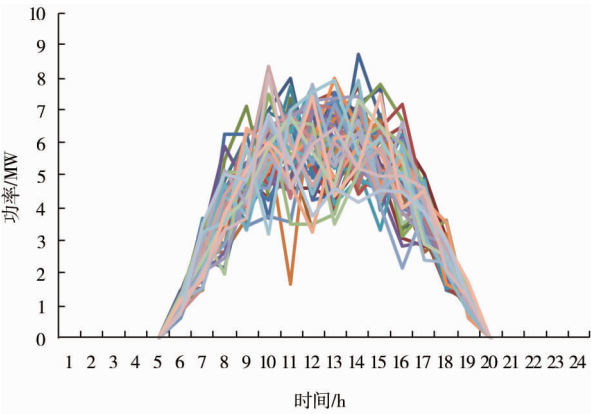


图 2 ARMA 法生成的 64 组光伏场景

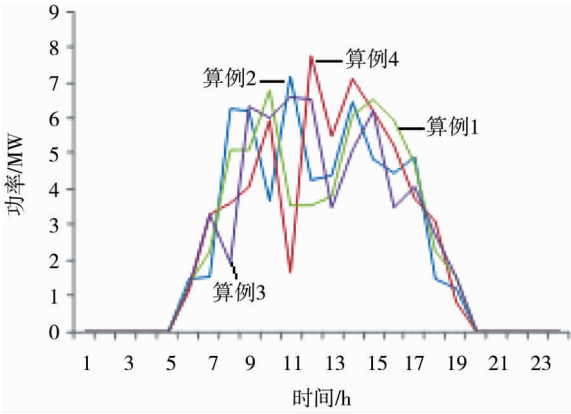


图 3 场景削减后的 4 组光伏场景

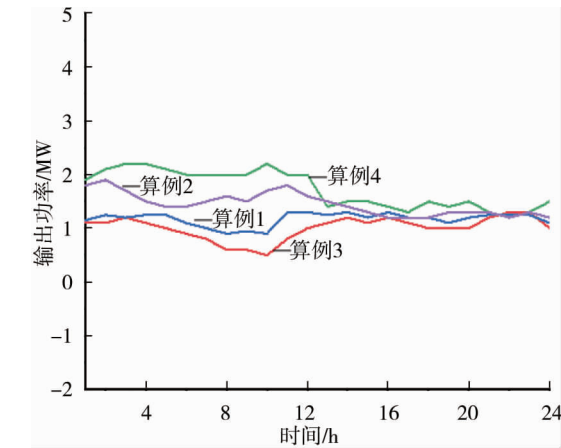


图 4 场景削减后的 4 组风电场景

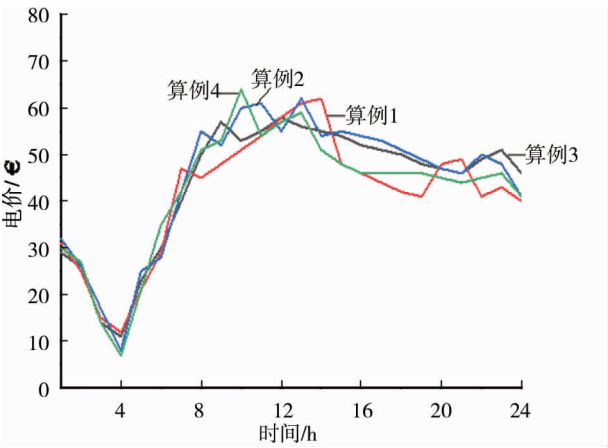


图 5 场景削减后的 4 组电价场景

表 3 不同场景组合下的计算结果

算例编号	微网收益/\$	计算时间/s	迭代次数
1	63 047.26	8.31	4
2	63 099.15	15.33	4
3	62 897.46	246.79	8
4	66 017.26	8.07	4

如表 3 所示当选取本文场景削减后的 4 种场景时,计算结果低于其余 5~64 组中的任意 4 组场景;此外,当选取的场景不包含编号 1~4 场景时,计算结果偏差较大,因此通过对比可验证本文所提出方法的有效性.此外,随着场景数量的增大,计算时间增加迅速,从表 3 可见:当将所有场景考虑在内时,共计花费时间 246.79 s,计算效率较低.而且可以看到,当随着场景数量增加时,博弈模型的迭代次数也随之增大,影响计算的效率.

4.3 非合作博弈模型有效性验证

4.3.1 博弈过程分析

采用经过削减后的场景,根据配电网安全性约束,在其范围内取合理初值,经过计算,模型在第 4 次迭代后其计算结果不再发生变化,可认为模型达到了纳什均衡,迭代过程相关量展示如图 6 所示.

从图6可以看到:经过4次迭代后,微电网的收益与配电网的安全指标不再发生变化,达到了纳什均衡.均衡点微电网的总收益为63 047.26 \$,安全性指标的优化结果为2.625.

另外,在迭代过程中,第一轮迭代,由于微网的初值是在约束范围内随机生成的,因此其安全性指标较差,此时求出的微网经济性也较差,收益较低;第二轮博弈后,可以看到微网的经济性指标在博弈中胜出,经济性大幅度提升,而配电网安全性在此轮博弈中落败,安全性进一步的恶化;为达到纳什均衡,第三次博弈中配电网的安全性占据上风,在此轮博弈其目标函数大幅度降低,安全性达到系统最优,但是此时微网的经济性得到了一定的限制,因此仍未达到纳什均衡;最终,在第四次博弈后,微网的经济性在此占据主导,但是增幅较小,配电网的安全性指标虽有下降,但是下降幅度较小;第五次迭代后,其结果和第四次迭代结果一致,因此认为第四次迭代已经达到了纳什均衡.可见算法较为合理,且只需要经过4次迭代即可收敛.

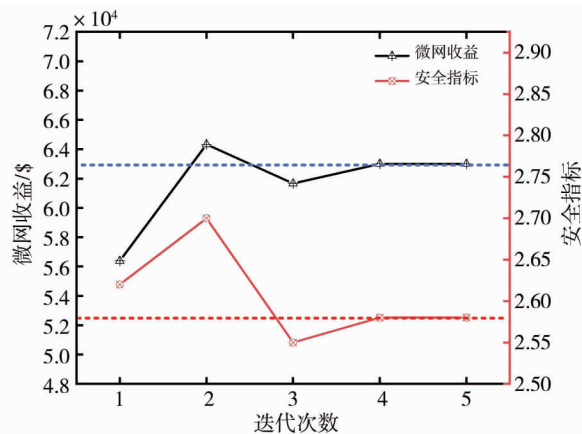


图6 迭代过程

4.3.2 非合作博弈模型算法有效性验证

为了论证非合作博弈模型的有效性,我们设计以下3种算例对其进行论证,通过对比3种方法下的不同运行指标,进而分析算法的有效性.

方案1:以考虑微电网经济性指标最优为优化目标;

方案2:以配电网安全性最优为优化目标;

方案3:考虑配电网安全性与微电网经济性的非合作博弈.

分别求解3种方案,得出最终的计算结果如表4所示.

表4 3种方案下的结果对比

方案	微电网收益 / \$	安全指标
方案1	65 548.10	2.897
方案2	58 336.98	2.441
方案3	63 047.26	2.625

从表4可以看到:采取方案1时,由于是以微网的经济性为目标,其约束条件中并未考虑配电网的安全性,因此,此时微网以其经济性最优进行优化,所求出的微网收益是3种方案里面最高的,同时其碳排放成本也是三者里最小的.但是由于并未考虑配电网的安全性指标,因此计算得出其安全性指标最差.

与之相反,当采用方案2进行时,由于此时优化目标为配电网的安全性最优,因此可以看到方案2的安全性指标是三者里最好的,但是同样的问题是,在安全性指标最优条件下,所求得的微网收益最低,同时,配电网为满足自身安全系要求,需要保证各节点的有功和无功在充足的可调节范围内,因此其需要燃气轮机长时间发电,造成碳排放成本过高.

方案3采用非合作博弈的方法进行优化.从结果中可以看到,当采用该方法后,微网的调度策略相对前2种方案偏向于保守,但是其同时兼顾了经济性与安全性,所求得的2个指标虽不是最优,但是相较于最差的情况有明显的改观,更加符合实际.图7展示微电网在采用博弈策略后各发电机组的具体运行状况.

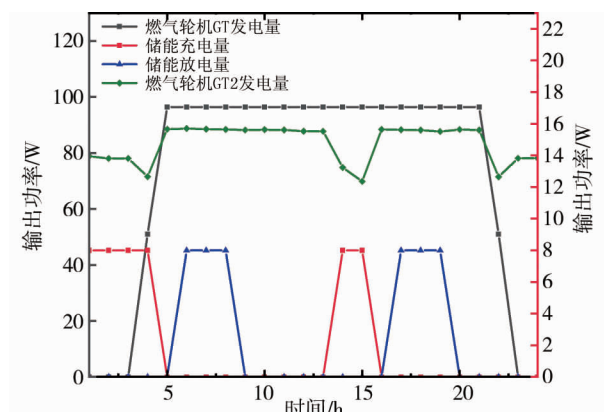


图7 方案3各功率单元发电情况

5 结论

1) 采用 ARMA 以及场景削减技术可以有效处理不确定性因素,大幅减少了运行时间,提高了运算效率.

2) 与单独考虑微电网经济性以及单独考虑配电网安全性相比,采用非合作模型可同时兼顾微电网的经济性与配电网的安全性,微电网将采取相对保守的调度策略,适当削减聚合单元的发电量,从而满足配电网的安全性要求,所求的结果更符合实际电网运行要求.

参考文献:

- [1] bp 中国.《BP 世界能源展望》2018 年版[N/OL].(2018-04-01)[2021-01-20].https://www.bp.com/zh_cn/china/home/news/reports/bp-energy-outlook-2018.html.
- [2] 国家发展和改革委员会能源研究所.中国可再生能源展望 2018[R/OL].(2018-11-25)[2021-01-20].
- [3] 王成山,李鹏.分布式发电、微电网与智能配电网的发展与挑战[J].电力系统自动化,2010,34(2):10-14.
- [4] 杨新法,苏剑,吕志鹏,等.微电网技术综述[J].中国电机工程学报,2014,34(1):57-70.
- [5] 王成山,肖朝霞,王守相.微电网综合控制与分析[J].电力系统自动化,2008(7):98-103.
- [6] PANDŽIĆ H, KUZLE I, CAPUDER T. Virtual power plant mid-term dispatch optimization[J]. Applied Energy, 2013, 101: 134-141.
- [7] XUE B, TONG N N, XU X, et al. Dynamical short-term prediction of rain attenuation in W band: a time-series model with simpler structure and higher accuracy[J]. IEEE Antennas and Propagation Magazine, 2019, 61(1): 77-86.
- [8] 刘小平,丁明,张颖媛,等.微电网系统的动态经济调度[J].中国电机工程学报,2011,31(31):77-84.
- [9] 陈洁,杨秀,朱兰,等.微电网多目标经济调度优化[J].中国电机工程学报,2013,33(19):57-66.
- [10] 彭彤宇,茅大钧,韩万里.基于改进 ARMA 预测模型的电厂风机状态预测[J].上海电力学院学报,2019,35(6): 535-538.
- [11] GROWE-KUSKA N, HEITSCH H, ROMISCH W. Scenario reduction and scenario tree construction for power management problems[C]//2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings. IEEE, 2003: 7.