

基于代理模型的分布式能源现货市场运营模式

陈新和^{1,2}, 裴 玮^{1,2}, 邓 卫^{1,2}

(1. 中国科学院 电工研究所, 北京 100190; 2. 中国科学院大学, 北京 100049)

摘要:如何在信息不对称的环境下实现分布式能源现货市场中多主体利益最大化是亟需解决的问题。提出一种新型的基于代理模型的分布式能源现货市场运营模式,并提出数据驱动的日前市场代理模型的建模方法,得到不显式包含物理模型信息的分布式能源市场出清电价曲线与各市场主体最优联络线功率曲线及其日用电成本之间的映射模型,进而建立基于代理模型的分布式能源现货市场出清多目标优化模型,分布式能源现货市场运营商可基于该模型科学、公正地最大化各市场主体的经济利益。与基于物理模型的集中调度运营模式和基于分段报价的集中竞价出清模式的算例进行比较,验证了所提现货市场运营模式和代理模型建立方法的可行性和有效性。

关键词:分布式能源;微电网;现货市场;代理模型;数据驱动

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202008025

0 引言

随着可再生能源发电成本的不断下降,在用户侧建设分布式发电系统并配置一定规模的储能或综合能源,从而形成微电网自治运行,具有显著的经济和社会效益,将成为我国电力需求侧的主要发展趋势^[1-2]。同时,随着电力市场化改革,特别是电力现货市场的不断推进,分布式能源和微电网将按照市场化规则参与电力交易和调度运行^[3-4]。

在微电网参与电力现货市场交易方面,按照市场组织形式划分,目前国内外相关研究工作可分为2个方面:一方面,微电网可聚合形成虚拟电厂参与外部现货市场交易、调度和需求响应^[5-7];另一方面,多个微电网或用户之间也可通过当地配售电市场(或当地能源市场 LEM(Local Energy Market))^[8-10]进行分布式电力现货交易和优化调度。总体而言,微电网参与当地配售电市场或虚拟电厂(以下统称为分布式能源现货市场)的内部市场交易和调度运行,并通过分布式能源现货市场运营商参与外部现货市场将成为新的市场组织形式。

按照市场运营模式划分,分布式能源现货市场可分为集中运营模式和集中竞价模式。集中运营模式是基于内部各市场主体的完全物理模型信息,通过建立并求解全局最优化模型得到各市场主体的最

优发电计划^[11-13],而集中竞价模式则是基于内部各市场主体上报的量价曲线进行出清计算,成交结果作为各市场主体的发电计划^[14-15]。

在市场化竞争环境下,由于投资主体不一,各市场主体内部模型和数据往往作为隐私信息而未完全公开,各市场主体之间及其与市场运营商之间存在信息不对称问题,因此基于完全物理模型信息进行全局优化调度计算的技术路线不再适用。如果借鉴外部市场的竞价模式,市场出清电价与多个微电网的发电能力和成本具有很强的耦合性,而微电网发电能力和成本相比常规电源具有突出的不确定性和时变性特征,各微电网报价往往存在不一致性甚至互相冲突,从而导致出清结果不能实现多主体利益最大化。

近年来,人工智能,特别是深度学习等数据驱动机器学习技术得到发展,其强大的端到端建模能力已经在语音识别和计算机视觉等领域得到了广泛应用^[16-17]。基于此,对于分布式能源现货市场如何在信息不对称环境下实现多主体利益最大化问题的一种可行方案是,微电网在向市场运营商报价时,不再是仅提供特定的发电功率曲线和成本,而是提供任意市场出清价与联络线交换功率及其发电成本的端到端映射模型,同时该映射模型不显式包含微电网内部物理模型信息,即该模型是黑盒模型。因此,本文提出一种新型的基于代理模型的分布式能源现货市场运营模式,并提出数据驱动的微电网现货市场代理模型的建模思路,以及微电网日前市场代理模型的建模方法,得到不显式包含物理模型信息的次日电价曲线与微电网联络线功率曲线及总发电成本之间的映射模型,即微电网日前市场代理模型,分布式能源市场运营商可基于该代理模型科学、公正地计算各市场主体的最优发电计划,实现多主体

收稿日期:2020-01-23;修回日期:2020-06-26

基金项目:国家重点研发计划项目(2017YFE0112600);国家自然科学基金资助项目(51777202);中国科学院洁净能源先导科技专项资助项目(XDA 21050000)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2017YFE0112600), the National Natural Science Foundation of China(51777202) and the Strategic Priority Research Program of Chinese Academy of Sciences(XDA 21050000)

利益的最大化。

1 微电网参与现货市场的两级架构

在微电网快速发展和电力现货市场环境,配售电市场/当地能源市场和虚拟电厂的概念随之兴起,并成为新的研究热点。配售电市场/当地能源市场和虚拟电厂在微电网与外部市场之间架起一座桥梁,降低了微电网市场交易成本,并利用微电网间发用电互补特性实现资源优化配置和利用。

微电网为主体的分布式能源现货市场架构示意图如图1所示。下一级市场为分布式能源现货市场,分布式能源和微电网等市场主体在该级市场内按照内部现货市场运营规则进行交易和运行;上一级市场为外部现货市场,分布式能源和微电网等市场主体通过分布式能源现货市场运营商聚合为一个整体,按照外部现货市场规则参与外部现货市场的交易和运行。

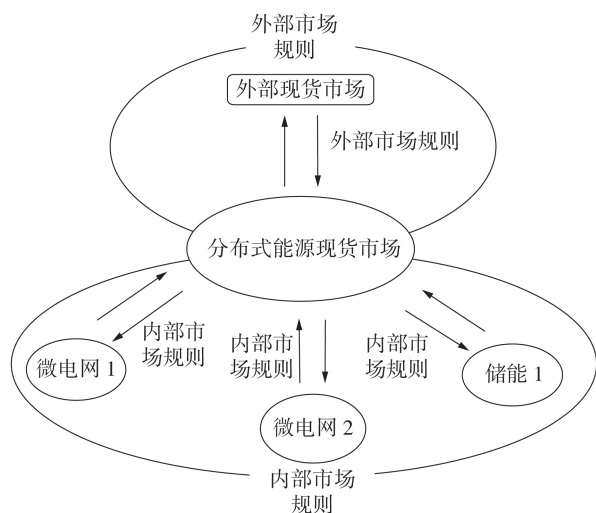


图1 分布式能源现货市场架构

Fig.1 Architecture of distributed energy spot market

2 基于物理模型的集中调度运营模式

集中调度运营模式是从分布式能源市场层面综合考虑各分布式能源主体的发用电需求和成本,如图1所示的市场架构图中,内部市场交互的内容为各市场主体的完全物理模型信息,分布式能源市场运营商通过建立和求解全局优化调度模型,制定各市场主体的发用电计划。

分布式能源市场主体包括风电、光伏、储能、微型燃气轮机、微电网,以及各类负荷等广义的分布式能源。在集中调度运营模式下,分布式能源日前市场的目标函数为最小化各市场主体的次日总发电成本。鉴于风电和光伏作为优先利用电源且边际发电成本为0,这里不计两者成本。在日前阶段,最小化次日总发电成本的目标函数如(1)所示。

$$\min C_{OD} = \sum_{t=1}^T (C_{MT}(t) + C_{ES}(t) + C_{MG}(t) + C_{Grid}(t)) \quad (1)$$

其中, T 为一日包含的时段数,如以15 min为时段分辨率时, $T=96$; $C_{MT}(t)$ 为 t 时段微型燃气轮机的运行费用(单位为元); $C_{ES}(t)$ 为 t 时段储能系统的运行费用(单位为元); $C_{MG}(t)$ 为 t 时段微电网的运行费用(单位为元); $C_{Grid}(t)$ 为从外部市场购电的费用(单位为元),其值为正表示购电,为负则表示售电。各部分费用的计算公式见附录A。

式(1)所示目标函数应满足各分布式能源的运行约束和整个市场的功率平衡约束。约束条件表达式见附录B。

由目标函数和约束条件可见:当分布式能源市场内不包含微电网时,可采用混合整数线性规划方法进行求解;而当包含微电网时,其全局优化问题也可将微电网内部的机组和负荷纳入统一的目标函数和约束条件,从而也可采用混合整数线性规划方法进行求解。

3 基于分段报价的集中竞价出清模式

基于分段报价的集中竞价出清模式不依赖于各市场主体的物理模型信息,而是根据各市场主体上报的量价曲线进行出清计算,确定各市场主体成交的电量和价格,即如图1所示的市场架构图中,内部市场交互的内容为各市场主体的报价和出清结果。鉴于我国电力现货市场仍处在初级阶段,而广东电力现货市场试点示范走在全国前列,本文参照广东现货电能量市场交易实施细则^[18],并考虑分布式能源和微电网联络线功率的双向性扩展成双向报价,作为基于分段报价的分布式能源市场集中竞价出清模式报价规则和出清规则。

3.1 报价规则

日前市场采取“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”的模式,即参与市场的发电机组(含微电网)在日前市场中申报次日的量价信息,用户则仅申报次日的用电需求曲线,不申报价格。具体规则如下。

(1) 机组报价。

机组申报的价格是机组运行在不同出力区间时单位电能的价格,可最多申报5段,每段需申报出力区间起点(单位为kW)、出力区间终点(单位为kW)以及该区间报价(单位为元/(kW·h))。每一个报价段的出力区间起点必须为上一个报价段的出力区间终点。第一个报价段的出力区间起点为机组最小出力,最后一个报价段的出力区间终点为机组最大出力。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价段的长度不能低于机组最大出力与最小出力之差的10%。每段申报的价格均不可超过申报价格的上、下限。

a. 申报功率约束。

$$\begin{cases} 10\%(P^{\text{smax}} - P^{\text{smin}})u_i^s \leq \bar{P}_i^s \leq u_i^s P^{\text{smax}} \\ 10\%(P^{\text{bmax}} - P^{\text{bmin}})u_i^b \leq \bar{P}_i^b \leq u_i^b P^{\text{bmax}} \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^5 \bar{P}_i^s = u_1^s P^{\text{smax}} \\ \sum_{i=1}^5 \bar{P}_i^b = u_1^b P^{\text{bmax}} \end{cases} \quad (3)$$

其中, $\bar{P}_i^b, \bar{P}_i^s (i = 1, 2, \dots, 5)$ 分别为第 i 段用电、发电报价段的功率长度; $P^{\text{smax}}, P^{\text{smin}}$ 分别为发电功率的最大值、最小值; $P^{\text{bmax}}, P^{\text{bmin}}$ 分别为用电功率的最大值、最小值; $u_i^b, u_i^s (i = 1, 2, \dots, 5)$ 分别为第 i 段用电、发电报价段是否启用的标志, 其值为 1 表示启用, 为 0 表示不启用, 各报价段的启用标志满足式(4)所示约束。

$$\begin{cases} u_1^b \geq u_2^b \geq \dots \geq u_5^b \\ u_1^s \geq u_2^s \geq \dots \geq u_5^s \end{cases} \quad (4)$$

b. 申报价格约束。

$$\begin{cases} \lambda^{\text{smin}} \leq \lambda_1^s \leq \lambda_2^s \leq \dots \leq \lambda_5^s \leq \lambda^{\text{smax}} \\ \lambda^{\text{bmin}} \leq \lambda_1^b \leq \lambda_2^b \leq \dots \leq \lambda_5^b \leq \lambda^{\text{bmax}} \end{cases} \quad (5)$$

其中, $\lambda_i^b, \lambda_i^s (i = 1, 2, \dots, 5)$ 分别为第 i 段用电、发电报价段的申报价格; $\lambda^{\text{bmax}}, \lambda^{\text{smax}}$ 分别为用电、发电报价段的最高限价; $\lambda^{\text{bmin}}, \lambda^{\text{smin}}$ 分别为用电、发电报价段的最低限价。

(2) 用户报价。

用户申报其次日各时段的用电需求曲线, 每时段的用电需求记为 $P_k^d(t) (t = 1, 2, \dots, T)$, 表示用户 k 在 t 时段的平均负荷。

3.2 出清规则与全局优化模型

市场运营商综合考虑负荷用电需求和发电机组报价及其运行约束, 以总发电成本最小为优化目标, 出清得到次日各时段的发电机组开机组合、发电出力曲线以及边际出清电价, 而用户申报的用电需求曲线即为其日前市场的中标曲线。

日前市场出清计算的数学模型如下。

(1) 目标函数。

这里考虑分布式能源市场中有些机组参与市场竞争, 而有些机组则仍采用市场运营商集中调度的模式, 市场出清结果应使得集中调度机组的总发电成本与市场化机组的总发电成本之和最小, 如式(6)所示。

$$\min C = C_{\text{OD}} + C_{\text{MC}} \quad (6)$$

其中, C_{OD} 为集中调度机组的总发电成本, 其计算公式如式(1)所示; C_{MC} 为市场化机组的总发电成本, 其计算公式如式(7)所示。

$$C_{\text{MC}} = \sum_{j=1}^{N_G^M} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^5 (u_{i,j}^{\text{ss}}(t) \lambda_{i,j}^s \bar{P}_{i,j}^s - u_{i,j}^{\text{bs}}(t) \lambda_{i,j}^b \bar{P}_{i,j}^b) \quad (7)$$

其中, N_G^M 为市场化机组总数; $u_{i,j}^{\text{bs}}(t), u_{i,j}^{\text{ss}}(t)$ 分别为机组 j 的第 i 段用电、发电报价在 t 时段成交的 0-1 变量, 其值为 1 表示该报价段成交, 为 0 表示不成交; $\lambda_{i,j}^b, \lambda_{i,j}^s$ 分别为机组 j 的第 i 段用电、发电报价段的申报价格; $\bar{P}_{i,j}^b, \bar{P}_{i,j}^s$ 分别为机组 j 的第 i 段用电、发电报价段的申报功率。

(2) 约束条件。

市场出清结果应满足以下成交约束。

a. 报价段成交约束。

成交的报价段应满足成交规则, 即:

$$\begin{cases} u_{i,j}^{\text{ss}}(t) \geq \lambda_{\text{clear}}(t) - \lambda_{i,j}^s \\ u_{i,j}^{\text{ss}}(t) (\lambda_{\text{clear}}(t) - \lambda_{i,j}^s) \geq 0 \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} u_{i,j}^{\text{bs}}(t) \geq \lambda_{i,j}^b - \lambda_{\text{clear}}(t) \\ u_{i,j}^{\text{bs}}(t) (\lambda_{i,j}^b - \lambda_{\text{clear}}(t)) \geq 0 \end{cases} \quad (9)$$

其中, $i = 1, 2, \dots, 5$; $\lambda_{\text{clear}}(t)$ 为 t 时段的出清电价。

成交的报价段应为启用的报价段, 即:

$$\begin{cases} u_{i,j}^{\text{ss}}(t) \leq u_{i,j}^s(t) \\ u_{i,j}^{\text{bs}}(t) \leq u_{i,j}^b(t) \end{cases} \quad (10)$$

其中, $i = 1, 2, \dots, 5$ 。

价格低的报价段应优先成交, 即:

$$\begin{cases} u_{i+1,j}^{\text{ss}}(t) \leq u_{i,j}^{\text{ss}}(t) \\ u_{i+1,j}^{\text{bs}}(t) \leq u_{i,j}^{\text{bs}}(t) \end{cases} \quad (11)$$

其中, $i = 1, 2, \dots, 4$ 。

b. 成交功率约束。

$$\begin{cases} P_j^s(t) = \sum_{i=1}^5 u_{i,j}^{\text{ss}}(t) \bar{P}_{i,j}^s \\ P_j^b(t) = \sum_{i=1}^5 u_{i,j}^{\text{bs}}(t) \bar{P}_{i,j}^b \end{cases} \quad (12)$$

其中, $P_j^s(t), P_j^b(t)$ 分别为机组 j 在 t 时段成交的发电功率、用电功率。

将微型燃气轮机、储能、微电网、外部市场在 t 时段的功率 $P_j^{\text{MT}}(t), P_e^{\text{ES}}(t), P_v^{\text{MG}}(t), P_g^{\text{Grid}}(t)$ 统一改写为 $P_j(t)$, 即机组 j 在 t 时段的成交功率:

$$P_j(t) = P_j^s(t) - P_j^b(t) \quad (13)$$

另外, 各机组还应满足附录 B 中式 (B1) — (B15) 所示的相应运行约束以及式 (2) — (5) 所示的申报功率约束和申报价格约束。其中功率平衡约束中, 负荷总功率 $P_{\text{Load}}(t)$ 为各用户申报功率 $P_k^d(t)$ 之和, 如式 (14) 所示。

$$P_{\text{Load}}(t) = \sum_{k=1}^K P_k^d(t) \quad (14)$$

其中, K 为申报的总用户数。

由出清计算数学模型的目标函数和约束条件可见, 可采用混合整数线性规划方法对该模型进行求解。

3.3 报价策略优化模型

按照以上市场规则,同时考虑实际功率与成交功率的偏差考核费用,以最小化次日总运行成本为目标,制订最优的报价策略,即最优报价是式(15)所示目标函数的解。

$$\min C_j = C_j^b + C_j^s + C_j^f \quad (15)$$

其中, C_j 为机组 j 的日前优化调度目标函数; C_j^b 、 C_j^s 、 C_j^f 分别为机组 j 次日的用电成本、发电成本、偏差考核费用,分别如式(16)~(18)所示。

$$C_j^b = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{clear}}^{\text{pred}}(t) P_j^b(t) \quad (16)$$

$$C_j^s = \sum_{t=1}^T (\bar{\lambda}_j P_j^s(t) - \lambda_{\text{clear}}^{\text{pred}}(t) P_j^s(t)) \quad (17)$$

$$C_j^f = \sum_{t=1}^T \alpha_f \lambda_{\text{clear}}^{\text{pred}}(t) \Delta P_j(t) \quad (18)$$

其中, $\lambda_{\text{clear}}^{\text{pred}}(t)$ 为预测的市场出清价; $\bar{\lambda}_j$ 为机组 j 的度电成本; α_f 为偏差考核系数; $\Delta P_j(t)$ 为机组 j 实际功率与成交功率的偏差,计算公式如式(19)所示。

$$\Delta P_j(t) = |\bar{P}_j^s(t) - P_j^b(t)| + |\bar{P}_j^s(t) - P_j^s(t)| \quad (19)$$

其中, $\bar{P}_j^s(t)$ 为机组 j 的实际发电功率; $\bar{P}_j^b(t)$ 为机组 j 的实际用电功率。

以上目标函数应满足附录B中式(B1)~(B15)所示的相应机组运行约束、式(2)~(5)所示的申报功率约束和申报价格约束,以及式(8)~(14)所示的报价段成交约束和成交功率约束。

由报价策略模型的目标函数以及约束条件可见,应该采用混合整数非线性规划方法对模型进行求解。

4 基于代理模型的现货市场运营模式

由于市场内外部因素的不确定性和时变性,储能和微电网难以按照常规发电机组进行报价,而将储能和微电网视作用户不参与报价的方式,难以发挥其调节作用,不利于全局资源优化配置以及储能和微电网提升自身经济效益,特别是对于分布式能源市场而言,随着用户侧分布式能源和储能的发展,微电网将成为其中占主导的市场主体类型。因此,本文提出基于代理模型的分布式能源现货市场运营模式,即如图1所示的市场架构图中,内部市场交互的内容为各市场主体的代理模型和出清结果。

按照日前市场出清优化计算的需要,各市场主体的日前市场代理模型应能反映日前市场边际出清价曲线与最优联络线功率曲线、总用电成本之间的映射关系,即日前市场代理模型包括功率代理模型和成本代理模型,前者为市场运营商提供任意边际出清价下该市场主体的最优联络线功率曲线,后者则提供相应的总用电成本。市场运营商可通过代理模型进行多目标优化出清计算,在保证各市场主体

隐私信息的前提下,实现全局资源优化配置,使得各市场主体的经济效益最大化。

4.1 日前市场代理模型的建立

考虑到市场环境下市场主体间不公开其物理模型信息,因此日前市场代理模型不应显式包含物理模型信息,但是为了使得全局优化成为可能,又应可完全等值其物理模型。鉴于神经网络具有对任意非线性连续函数的拟合能力,考虑到日前市场代理模型的复杂度,本节介绍基于深度神经网络的日前市场代理模型的建立过程。按照深度学习技术路线,分为模型驱动的训练数据集生成、数据驱动的代理模型训练、模型测试及应用步骤。日前市场代理模型的建立过程如图2所示。

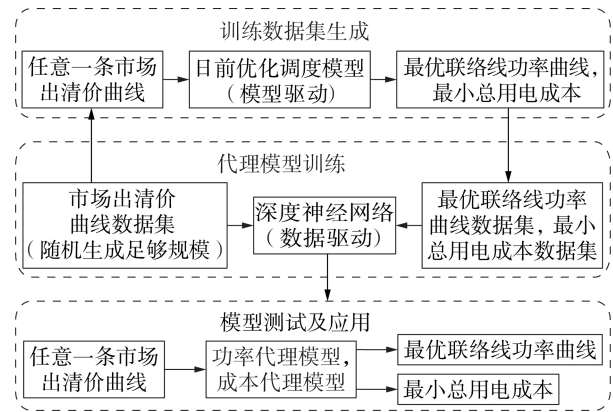


图2 模型驱动与数据驱动相结合的日前市场代理模型

Fig.2 Surrogate model of day-ahead market with combination of model-driven and data-driven

4.1.1 模型驱动的训练数据集生成

基于深度神经网络的日前市场代理模型的建立首先需要生成日前市场边际出清价曲线数据集 X_λ 及对应的最优联络线功率曲线数据集 Y_p 和最小总用电成本数据集 Y_c 。

记日前市场边际出清价曲线数据集为:

$$X_\lambda = \{\lambda_{\text{MCP}}^0, \dots, \lambda_{\text{MCP}}^i, \dots, \lambda_{\text{MCP}}^{N_{\text{sample}}-1}\} \quad (20)$$

其中, N_{sample} 为数据集中包含的样本数; λ_{MCP}^i 为第 i 个样本的边际出清价曲线,如式(21)所示。

$$\lambda_{\text{MCP}}^i = \{\lambda_{\text{MCP}}^i(1), \dots, \lambda_{\text{MCP}}^i(t), \dots, \lambda_{\text{MCP}}^i(T)\} \quad (21)$$

为了使生成的边际出清价曲线覆盖所有可能出清结果, $\lambda_{\text{MCP}}^i(t)$ 通过均匀分布的随机数生成,即:

$$\lambda_{\text{MCP}}^i(t) \sim \mathcal{U}[\lambda_{\text{MCP}}^{\min}, \lambda_{\text{MCP}}^{\max}] \quad (22)$$

其中, $\mathcal{U}[\lambda_{\text{MCP}}^{\min}, \lambda_{\text{MCP}}^{\max}]$ 为区间 $[\lambda_{\text{MCP}}^{\min}, \lambda_{\text{MCP}}^{\max}]$ 上的均匀分布律。

对于任意给定的日前市场边际出清价 λ_{MCP}^i , 可通过各市场主体的日前优化调度模型,计算得到对应的最优联络线功率曲线 P_j^i 和最小总用电成本 C_j^i ,即:

$$P_j^i = \operatorname{argmin}_{P_j^i} \left(C_j \middle| \lambda_{\text{Grid}} = \lambda_{\text{MCP}}^i \right) \quad (23)$$

$$C_j^i = \min \left(C_j \middle| \lambda_{\text{Grid}} = \lambda_{\text{MCP}}^i \right) \quad (24)$$

其中, λ_{Grid} 为附录 A 中式 (A5) 所示外部市场的电价 (这里购、售电价格相同), 此时对于该市场主体而言, 其外部市场即为分布式能源市场。

从而得到最优联络线功率曲线数据集 Y_P 和最小总用电成本数据集 Y_C :

$$Y_P = \{P_j^0, \dots, P_j^i, \dots, P_j^{N_{\text{sample}}-1}\} \quad (25)$$

$$Y_C = \{C_j^0, \dots, C_j^i, \dots, C_j^{N_{\text{sample}}-1}\} \quad (26)$$

4.1.2 数据驱动的代理模型训练

针对生成的边际出清价曲线数据集 X_λ 及对应的最优联络线功率曲线数据集 Y_P 和最小总用电成本数据集 Y_C , 首先将数据集分割为训练集和测试集, 即:

$$X_\lambda = \{X_{\lambda\text{train}}, X_{\lambda\text{test}}\} \quad (27)$$

$$Y_P = \{Y_{P\text{train}}, Y_{P\text{test}}\} \quad (28)$$

$$Y_C = \{Y_{C\text{train}}, Y_{C\text{test}}\} \quad (29)$$

其中 $X_{\lambda\text{train}}$ 、 $Y_{P\text{train}}$ 、 $Y_{C\text{train}}$ 为训练集, 用于模型训练; $X_{\lambda\text{test}}$ 、 $Y_{P\text{test}}$ 、 $Y_{C\text{test}}$ 为测试集, 用于模型测试。

由于边际出清价曲线与最优联络线功率之间的映射关系和边际出清价曲线与最小总用电成本之间的映射关系区别较大, 为了便于模型训练, 本文分 2 个模型分别训练, 即: $\{X_{\lambda\text{train}}, Y_{P\text{train}}\}$ 用于训练边际出清价曲线与最优联络线功率之间的映射关系, 称为功率代理模型, $\{X_{\lambda\text{test}}, Y_{P\text{test}}\}$ 用于该模型的测试; $\{X_{\lambda\text{train}}, Y_{C\text{train}}\}$ 用于训练边际出清价曲线与最小总用电成本之间的映射关系, 称为成本代理模型, $\{X_{\lambda\text{test}}, Y_{C\text{test}}\}$ 用于该模型的测试。

本文采用深度神经网络模型进行训练, 其中神经网络层数、每层节点数、激活函数、优化求解器等通过试验确定。

为了提高训练速度, 考虑到在给定边际出清价的条件下, 次日各时段的最优联络线功率亦为确定值, 即各时段之间可以实现解耦, 因此, 本文采用分

布式训练方法对功率代理模型进行训练, 即分别对边际出清价与各时段最优联络线功率的映射关系进行训练。功率代理模型的分布式训练具体步骤如图 3 所示。

训练完毕后, 给定边际出清价曲线 λ_{MCP} , 次日 t 时段机组 j 的最优联络线功率估计值 $\hat{P}_j(t)$ 和最小总用电成本估计值 $\hat{C}_j$ 可表示为:

$$\hat{P}_j(t) = f_{\text{net},j,t}^P(\lambda_{\text{MCP}}) \quad (30)$$

$$\hat{C}_j = f_{\text{net},j}^C(\lambda_{\text{MCP}}) \quad (31)$$

其中, $f_{\text{net},j,t}^P$ 为次日 t 时段机组 j 的功率代理模型函数, 其自变量为边际出清价曲线 λ_{MCP} ; $f_{\text{net},j}^C$ 为机组 j 的成本代理模型函数, 其自变量也为边际出清价曲线 λ_{MCP} 。

将次日各时段的功率代理模型聚合起来, 即得到估计的次日最优联络线功率曲线 $\hat{P}_j$, 即:

$$\hat{P}_j = f_{\text{net},j}^P(\lambda_{\text{MCP}}) = \{\hat{P}_j(t), t = 1, 2, \dots, T\} \quad (32)$$

其中, $f_{\text{net},j}^P$ 为机组 j 的功率代理模型函数, 其自变量也为边际出清价曲线 λ_{MCP} 。

4.1.3 模型测试

最后, 通过测试集 $\{X_{\lambda\text{test}}, Y_{P\text{test}}\}$ 对式 (30) 所示功率代理模型进行测试, 通过测试集 $\{X_{\lambda\text{test}}, Y_{C\text{test}}\}$ 对式 (31) 所示成本代理模型进行测试。测试指标包括最大绝对值误差、平均误差、均方根 (RMS) 误差。

当误差较大不满足要求时, 可调整深度神经网络层数、每层节点数、激活函数、优化求解器等, 然后重新进行训练和测试。

4.2 基于代理模型的市场报价和出清

基于日前市场代理模型, 市场运营商可将储能和微电网等纳入全局优化出清计算, 从而有效利用其调节能力, 实现更大范围的资源优化配置和利用, 本节介绍基于代理模型的报价规则和出清规则。

4.2.1 报价规则

总体上遵循 3.1 节中“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”的模式, 区别在于储能和微电网改为上报其代理模型。

4.2.2 出清规则与多目标优化模型

为了体现公平、公正的成本效益分摊原则, 市场

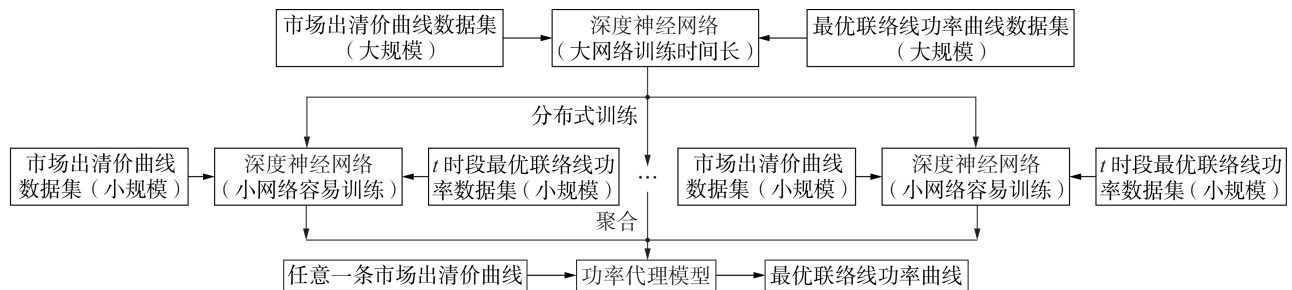


图 3 功率代理模型的分布式训练

Fig.3 Distributed training of power surrogate model

出清计算应能使各市场主体经济效益最大化,即市场出清计算是一个多目标优化问题。其目标函数和约束条件如下。

(1) 目标函数。

在基于代理模型的市场运营模式下,各市场主体的经济效益为相对于独立运行模式成本下降,即各市场主体的经济效益最大化目标函数如下。

a. 各市场主体。

$$\min C_j = f_{\text{net}j}^C(\lambda_{\text{clear}}) - f_{\text{net}j}^C(\lambda_0) \quad (33)$$

其中, λ_0 为外部市场电价。

b. 市场运营商。

市场运营商应通过各市场主体参与的出清计算,尽可能降低各市场主体以外的系统总用电成本,其目标函数为:

$$\min C_{\text{VPP}} = C'_{\text{VPP}} - \sum_{j=1}^{N_G} \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{clear}}(t) \hat{P}_j(t) \delta_t - C_{\text{VPP}}^0 \quad (34)$$

其中, C_{VPP}^0 为市场运营商未将各市场主体纳入统一运营时的最小总用电成本,根据其日前优化调度模型计算得到; C'_{VPP} 为将各市场主体纳入统一运营时市场运营商的最小总用电成本; δ_t 为一个时段的时长(单位为h)。

(2) 约束条件。

以上目标函数仅需满足附录B中式(B15)所示的全系统功率平衡约束,即市场运营商内包括各市场主体联络线的功率平衡约束,而各市场主体内部的功率平衡约束已通过其代理模型得以满足。

由以上多目标优化问题的目标函数和约束条件可见,基于代理模型的市场出清可采用带精英策略的非支配排序的遗传算法 NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm) 进行求解。

5 算例分析

本文以包含风电、光伏、微型燃气轮机、负荷、储能以及微电网的区域分布式能源系统为算例对象,算例参数见附录C。

5.1 集中调度运营模式

储能(记为ES)、微电网(记为MG₁和MG₂)以及系统剩余部分(记为VPP),各自独立参与外部电网调度运行(以下简称“独立运行”)和作为整体集中调度运行并参与外部电网(以下简称“集中调度”,该模式下ES、MG₁和MG₂均可将富余功率售与VPP,其联络线功率限值与外部电网相同)这2种运营模式下各主体的联络线、储能机组和微型燃气轮机的功率曲线分别如附录D中图D1—D3所示。图中, eg、es、mt 分别对应联络线、储能机组和微型燃气轮机;下标中 mg1、mg2、vpp 分别对应市场主体 MG₁、MG₂、VPP;下标中 sp、go 分别表示独立运行模式、集中调度模式的结果曲线。储能机组的荷电状态(SOC)变

化曲线如附录D中图D4所示。各主体及系统总日用电成本如表1所示。

表1 各主体及系统总日用电成本

Table 1 Daily electricity consumption cost of each participant and whole system

单位:元

主体	日用电成本			
	独立运行	集中调度	市场出清	代理模型
VPP	155 332	154 909.6	155 108	154 809.3
ES	0	-1 689.6	-2 112	-538.6
MG ₁	42 891	42 891	43 869	42 366.2
MG ₂	71 779	71 779	78 476	71 245.7
系统总日用电成本	270 002	267 890	275 341	267 882.6

注:负值表示收益。

由附录D中图D2和图D4可见,ES在独立运行时未进行充放电,这是由于上网电价低于充放电成本,ES没有经济效益而处于闲置状态,这与表1所示其成本为0相一致。而在ES参与集中调度时,如图D4所示,其在一日内完成一次充放电循环,即在图D2所示的电价低谷时段充电、电价高峰时段放电,这也使得VPP的联络线功率(如图D1所示)在电价低谷时段高于独立运行模式,而在电价高峰时段低于独立运行模式。

由图D1—D3可见,MG₁和MG₂内各机组和联络线的功率曲线在2种运营模式下均相同,这是因为这2个微电网在一日内均无富余供电能力。而由图D4可见,ES容量已得到充分利用(由于全部主体均纳入VPP集中调度,ES优先用于VPP)。因此,2个微电网的日用电成本均无变化,如表1所示,在2种运营模式下均分别为42 891、71 779元。

如表1所示,VPP在独立运行模式下的日用电成本为155 332元。在集中调度运营模式下系统总日用电成本为267 890元,相比各主体独立运行时的系统总日用电成本(270 002元)下降2 112元。其中,如前文所述,MG₁和MG₂的日用电成本未发生变化,而ES和VPP的成本则需根据集中调度运营模式下的成本效益分摊机制进行分配,如按ES与VPP的分成比例2:8的方式,则在集中调度运营模式下,ES与VPP的日用电成本分别为-1 689.6、154 909.6元。可见,通过集中调度运营,系统可实现资源优化利用,降低系统总用电成本。

5.2 集中竞价出清模式

按照前述基于分段报价的集中竞价出清模式,首先每一个市场主体进行报价,然后通过市场出清计算确定各市场主体的成交功率和市场的边际出清价。

各市场主体的报价策略依赖于对市场边际出清价的预测,每一时刻的边际出清价为该时刻最后一个成交的机组申报电价。根据前述集中调度运营模式下的优化计算结果可确定各时段成交的发电成本

最大的机组,由此确定当日实现全局资源优化利用下对应的边际出清价,称为理想边际出清价,如附录D中图D5所示,其与外部电网售电价格一致。各市场主体则根据对该边际出清价的预测,通过竞价优化计算确定其申报价格和申报功率。本文假设各市场主体可准确预测边际出清价,即预测边际出清价与理想边际出清价相同。

根据前文建立的竞价模型,利用GAMS软件可求解各市场主体的最优报价,其中混合整数非线性规划求解器采用DICOPT,混合整数规划求解器采用CPLEX,非线性规划求解器采用MINOS。

本文中VPP内的微型燃气轮机和外部电网为集中调度机组,不参与市场竞价。ES、MG₁和MG₂为市场主体,在最优报价计算中,考虑偏差考核费用为市场出清价的3倍,得到各自的最优报价结果如表2所示。其中,“/”分割的表示不同段的结果。

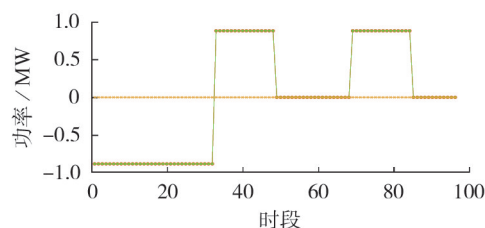
表2 各市场主体最优报价

市场主体	行为	价格 / [元·(kW·h) ⁻¹]	功率 / kW
ES	售出	0.752 / 2.0	0.88 / 3.12
	买入	0.3 / 0	0.88 / 3.12
	售出	—	—
MG ₁	买入	0.75 / 0.3 / 0.298 / 0 / 0	1.255 / 1.525 / 0.6 / 2.02 / 0.6
	售出	—	—
MG ₂	买入	1.1 / 1.1 / 0.748 / 0.298	0.6 / 0.791 / 2.593 / 2.016
	售出	—	—

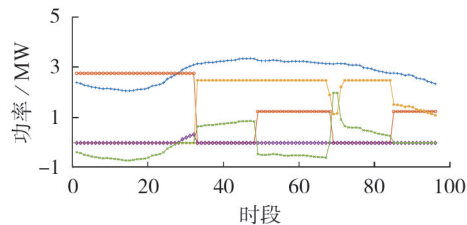
按照表2所示报价和集中调度机组的出力和成本特性,市场运营商进行出清计算,可得到实际的边际出清价,亦与外部电网售电价格相一致,如图D5所示。各主体的成交功率曲线与其对应的最优内部机组功率曲线如图4所示,图中 ΔP 为功率偏差。各主体及总日用电成本如表1所示。

由图4(a)所示的成交功率曲线 P_{ch} 可见,ES仅在电价低谷时段充电、电价高峰时段放电,完成一次充放电循环,这与其报价数据和市场出清价格相一致。而且成交功率曲线与最优充放电功率曲线 P_{opt} 一致,这说明ES可按该成交功率曲线最优运行,不会产生偏差考核,如表1中所示,ES一日可产生收益2112元。

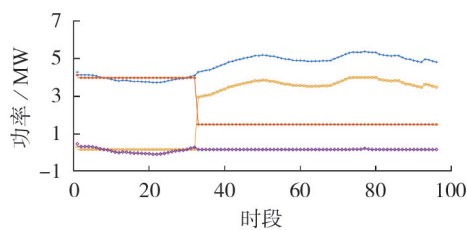
由图4(b)可见,MG₁仅在电价低谷时段和平时段购得功率,在电价高峰时段的成交功率 P_{eg} 为0,这与其报价数据和市场出清价格相一致。从00:00(即第1时段)开始,由于成交功率高于负荷功率 P_{d} ,ES开始充电,其充放电功率曲线如图4(b)中 P_{es} 所示,负值表示充电,正值表示放电;从07:00(即第25时段)开始,负荷功率上升,成交功率不能满足需求,而此时微型燃气轮机尚未启动,微型燃气轮机的发电功率曲线如图4(b)中 P_{mt} 所示。由于即使考虑3倍



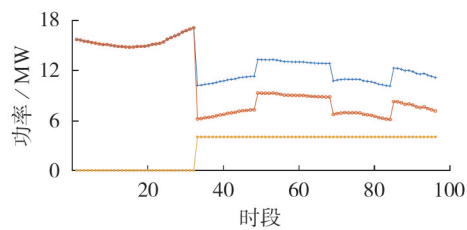
(a) ES成交功率及其最优充放电功率曲线



(b) MG₁成交功率及各机组最优功率曲线



(c) MG₂成交功率及各机组最优功率曲线



(d) VPP等值负荷及各机组最优功率曲线

图4 各主体成交功率曲线及对应最优内部机组功率曲线

Fig.4 Trading power curves of each participant and corresponding optimal power curves of internal units

的偏差考核成本,此时的电价仍低于高峰时段的电价,从而ES未进行放电。因此,该时段内MG₁存在功率偏差。另外,由于MG₁在高峰时段的购电功率为0,而微型燃气轮机容量不能满足高峰负荷需求,ES也已在上午高峰时段完成放电,因此,为了满足下午高峰时段的负荷需求,ES在电价平时段开始第二次充电。然而,由于平时段和高峰时段的电价差小于储能度电成本,经济性受到影响,MG₁的日用电成本如表1所示,其比独立运行时更高。

由图4(c)可见,由于MG₂没有储能设施,其功率偏差比MG₁更为严重,在较多时段内均存在偏差。由表1可见,相比独立运行模式,其经济性也变得更差。

而对于VPP而言,此时作为系统运营商,考虑

ES、MG₁和MG₂的成交功率后,其负荷功率曲线 P_d 如图4(d)所示。同时根据市场出清模型可得到从外部电网购电的成交功率 P_{eg} 和集中调度机组即微型燃气轮机的功率 P_{mt} 。如表1所示,其总用电成本相比独立运行时有所降低,这是因为其他市场主体发生了偏差考核费用,而VPP向外部电网购电未计及偏差考核费用。

可见,ES由于具有良好的调节能力,可以在市场出清模式下实现最优化运行,从而提升经济效益;而MG₁和MG₂由于自身负荷多变性和调节能力不足,均难以实现最优报价和经济运行;VPP也仅能通过各市场主体的偏差考核成本获得一定收益。但是由表1可见,总体而言,系统总用电成本低于各主体独立运行的情况。

5.3 代理模型运营模式

鉴于以上市场竞价出清模式存在的不足,同时考虑到各市场主体对隐私保护的要求,本节通过算例说明基于代理模型的市场运营模式的实现步骤和效果。

首先,通过储能和微电网市场主体,对4.1节中日前市场代理模型建立方法的有效性和可行性进行分析验证。在模型训练和测试过程中,训练数据集的样本数量逐渐增加。针对每个数据集规模,深度神经网络的隐层数和每层的神经元个数通过试验确定。

本算例中,ES、MG₁和MG₂的功率代理模型与成本代理模型的训练和测试结果分别如表3和表4所示。其中,功率代理模型的训练时间为采用分布式训练策略时1个时段功率代理模型的训练时间。

表3 功率代理模型训练和测试结果

Table 3 Training and testing results of power surrogate model

市场主体	训练样本数	隐层数	隐层节点数	训练时间/s	RMS 误差/%
ES	240 000	12	9	11 572	85.26
MG ₁	5 000	4	4	1.67	92.24
MG ₂	5 000	4	4	1.26	93.81

表4 成本代理模型训练和测试结果

Table 4 Training and testing results of cost surrogate model

市场主体	训练样本数	隐层数	隐层节点数	训练时间/s	RMS 误差/%
ES	240 000	6	30	32 159	97.72
MG ₁	5 000	4	4	1.74	99.12
MG ₂	5 000	4	4	2.14	99.62

由表3和表4可见,MG₁和MG₂的功率代理模型和成本代理模型的精度均显著高于ES,且需要的训练样本数和训练时间显著少于ES。另外,由于MG₁含有储能,而MG₂不含储能,MG₂的模型精度在相同

的样本数下也高于MG₁。由此可见,一个市场主体内包含的储能比重对日前市场代理模型的精度、训练样本数和训练时间都具有非常突出的影响,其包含的储能占比越大,训练样本数要求越多,训练时间亦越长,而训练精度却越低。

其次,通过ES在不同训练样本数下的训练时间和训练精度分析训练样本数的影响,具体训练和测试结果如附录D中表D1所示。由表D1可见,模型精度随着训练样本数的增加而不断提升。其中,成本代理模型的均方根误差在训练样本数为240 000时已降至2.28%,而功率代理模型的均方根误差则降至14.74%。考虑到新能源短期功率预测和日前市场边际出清价的预测误差可达到15%~20%,储能功率代理模型仍具有更高的精度。

另外,为了进一步提高模型精度,理论上可通过无限增加训练样本数来实现,但是这也存在训练时间过长的问題,而训练时间的长短也与算力资源紧密关联。因此,在实际应用中,应综合考虑模型精度要求、训练时间和可获得算力资源来确定最终训练样本数。

最后,基于日前市场代理模型,采用4.2.2节中的多目标优化模型对本算例对象进行出清计算。多目标优化下各主体及系统总日用电成本如表1所示。

由表1可见,基于代理模型的现货市场运营模式下各主体和系统总日用电成本与基于物理模型的集中调度运营模式相当,优于独立运行模式和基于分段报价的集中竞价出清模式,即可在保护各主体隐私信息的前提下实现全局资源的优化配置和利用,同时各主体的成本均有所降低,且降幅相当,实现了效益在各主体间的公平分配。

6 结论

本文提出基于代理模型的分布式能源现货市场运营模式,对比研究了基于物理模型的集中调度运营模式和基于分段报价的集中竞价出清模式。通过理论分析和算例仿真,得到以下结论:

(1)目前国内普遍采用的分段报价方式(以广东为例)不适用于微电网,微电网在该报价方式下难以实现最优报价和经济运行;

(2)本文提出的基于代理模型的分布式能源现货市场运营模式,能够将储能和微电网纳入全局资源优化配置,其经济性接近于基于物理模型的集中调度模式,但是又无需显式包含物理模型信息,非常适用于市场竞争环境和不完全信息条件下的全局资源优化配置;

(3)模型与数据驱动相结合的等值建模方法适用于日前市场代理模型的建立,这使得市场主体隐私保护和不完全信息环境下的全局资源优化配置成为可能;

(4)微电网内储能的比重对日前市场代理模型的建立过程和模型精度具有重大影响,储能占比越大,需要的训练样本数越多,训练时间也越长。

本文提出的基于代理模型的市场运营模式在未来分布式能源现货市场中具有较高的应用价值。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 王成山,李鹏. 2011年国际供电会议系列报道分布式能源发展与用户侧电能的高效利用[J]. 电力系统自动化,2012,36(2): 1-5,25.
WANG Chengshan,LI Peng. A review of CIRED 2011 on development of distributed energy resources and energy efficiency improvement on customer side[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(2):1-5,25.
- [2] 王成山,王守相. 智能微网在分布式能源接入中的作用与挑战[J]. 中国科学院院刊,2016,31(2):232-240.
WANG Chengshan,WANG Shouxiang. The role and challenge of smart microgrid in the integration of distributed energy resources[J]. Bulletin of the Chinese Academy of Sciences, 2016,31(2):232-240.
- [3] 乐健,柳永妍,叶曦,等. 含高渗透率分布式电能资源的区域电网市场化运营模式[J]. 中国电机工程学报,2016,36(12): 3343-3353.
LE Jian,LIU Yongyan,YE Xi,et al. Market-oriented operation pattern of regional power network integration with high penetration level of distributed energy resources[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(12):3343-3353.
- [4] 陈启鑫,王克道,陈思捷,等. 面向分布式主体的可交易能源系统:体系架构、机制设计与关键技术[J]. 电力系统自动化, 2018,42(3):1-7,31.
CHEN Qixin,WANG Kedao,CHEN Sijie,et al. Transactive energy system for distributed agents: architecture, mechanism design and key technologies[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(3):1-7,31.
- [5] JEAN K. Virtual power plants,real power[J]. IEEE Spectrum, 2012,49(3):13-14.
- [6] 卫志农,余爽,孙国强,等. 虚拟电厂的概念与发展[J]. 电力系统自动化,2013,37(13):1-9.
WEI Zhinong,YU Shuang,SUN Guoqiang,et al. Concept and development of virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(13):1-9.
- [7] 陈春武,李娜,钟朋园,等. 虚拟电厂发展的国际经验及启示[J]. 电网技术,2013,37(8):2258-2263.
CHEN Chunwu,LI Na,ZHONG Pengyuan,et al. Review of virtual power plant technology abroad and enlightenment to China[J]. Power System Technology,2013,37(8):2258-2263.
- [8] PARK L,JEONG S,KIM J,et al. Joint geometric unsupervised learning and truthful auction for local energy market[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics,2019,66(2): 1499-1508.
- [9] 李芙蓉. 适应综合能源局域网的市场化改革方案[J]. 中国电机工程学报,2015,35(14):3693-3698.
LI Furong. Market reforms for integrated local energy systems[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(14):3693-3698.
- [10] 吴界辰,艾欣,张艳,等. 配售分离环境下高比例分布式能源园区电能日前优化调度[J]. 电网技术,2018,42(6):1709-1717.
WU Jiechen,AI Xin,ZHANG Yan,et al. Day-ahead optimal scheduling for high penetration of distributed energy resources in community under separated distribution and retail operational environment[J]. Power System Technology,2018,42(6): 1709-1717.
- [11] 臧海祥,余爽,卫志农,等. 计及安全约束的虚拟电厂两层优化调度[J]. 电力自动化设备,2016,36(8):96-102.
ZANG Haixiang,YU Shuang,WEI Zhinong,et al. Safety-constrained two-layer optimal dispatch of virtual power plant[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(8):96-102.
- [12] 张涛,王成,王凌云,等. 考虑虚拟电厂参与的售电公司双层优化调度模型[J]. 电网技术,2019,43(3):952-960.
ZHANG Tao,WANG Cheng,WANG Lingyun,et al. A bi-level optimal dispatching model of electricity retailers integrated with VPPs[J]. Power System Technology,2019,43(3):952-960.
- [13] 陈好,卫志农,胥峥,等. 电力体制改革下的多虚拟电厂联合优化调度策略[J]. 电力系统自动化,2019,43(7):42-49,165.
CHEN Yu,WEI Zhinong,XU Zheng,et al. Optimal scheduling strategy of multiple virtual power plants under electricity market reform[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019,43(7):42-49,165.
- [14] 马春艳,董春发,吕志鹏,等. 计及随机因素的商业型虚拟发电厂短期交易与优化运行策略[J]. 电网技术,2016,40(5):1543-1549.
MA Chunyan,DONG Chunfa,LÜ Zhipeng,et al. Short-term trading and optimal operation strategy for commercial virtual power plant considering uncertainties[J]. Power System Technology, 2016,40(5):1543-1549.
- [15] 方燕琼,甘霖,艾芊,等. 基于主从博弈的虚拟电厂双层竞标策略[J]. 电力系统自动化,2017,41(14):61-69.
FANG Yanqiong,GAN Lin,AI Qian,et al. Stackelberg game based bi-level bidding strategy for virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(14):61-69.
- [16] 刘建伟,刘媛,罗雄麟. 深度学习研究进展[J]. 计算机应用研究,2014,31(7):1921-1930,1942.
LIU Jianwei,LIU Yuan,LUO Xionglin. Research and development on deep learning[J]. Application Research of Computers,2014,31(7):1921-1930,1942.
- [17] 山世光,阚美娜,刘昕,等. 深度学习:多层神经网络的复兴与变革[J]. 科技导报,2016,34(14):60-70.
SHAN Shiguang,KAN Meina,LIU Xin,et al. Deep learning: the revival and transformation of multi layer neural networks[J]. Science & Technology Review,2016,34(14):60-70.
- [18] 国家能源局南方监管局. 广东现货电能市场交易实施细则(征求意见稿)[EB/OL]. [2018-09-02]. http://nfj.nea.gov.cn/action/front/indexAction_initUploadedFile?uniqueURL=file_upload/20180831/51651535676221331_07394434-00fb-42bf-af70-e0e2696aeed.pdf.

作者简介:



陈新和

陈新和(1986—),男,广东梅州人,博士研究生,主要研究方向为分布式能源市场交易与调度运行、数据驱动智能技术在电力能源系统中的应用(**E-mail**:chenxinhe@mail.iee.ac.cn);

裴玮(1982—),男,江西南昌人,研究员,博士,研究方向为智能电网数据驱动技术、交直流混合配电网(**E-mail**:peiwei@mail.iee.ac.cn);

邓卫(1983—),男,湖南常德人,副研究员,博士,研究方向为智能电网数据驱动技术、交直流混合配电网(**E-mail**:dengwei@mail.iee.ac.cn)。

(编辑 王锦秀)

Surrogate model based operation mode of distributed energy spot market

CHEN Xinhe^{1,2}, PEI Wei^{1,2}, DENG Wei^{1,2}

(1. Institute of Electrical Engineering, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;

2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

Abstract: How to maximize the benefits of multiple participants in distributed energy spot market under information asymmetry environment is an urgent problem to be solved. A novel operation mode of distributed energy spot market based on surrogate model is proposed, and a modeling method of data-driven day-ahead market surrogate model is also proposed. The mapping model between the clearing electricity price curve of distributed energy spot market and the optimal tie-line power curve of each market participant and its daily electricity cost is obtained without exposing the physical model information. Further, a multi-objective optimization model for clearing the distributed energy spot market is built based on the surrogate model, on this basis, the operators of distributed energy spot market can scientifically and fairly maximize the economic benefits of each market participant. The case comparison with the centralized scheduling operation mode based on physical model and the centralized bidding and clearing mode based on piecewise quotation verifies the feasibility and effectiveness of the proposed spot market operation mode and the modeling method of surrogate model.

Key words: distributed energy; microgrid; spot market; surrogate model; data driven

(上接第29页 continued from page 29)

Energy coordinated management of AC/DC hybrid distribution network based on consistent coupling association

ZHANG Fan¹, GAO Hongjun¹, LI Haibo², LIU Youbo¹, LIU Junyong¹

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Sichuan Energy Internet Research Institute, Tsinghua University, Chengdu 610042, China)

Abstract: AC/DC hybrid distribution network is an important form of future power grid, and its energy management research is of great significance. A local and regional bi-layer scheduling model is built for AC/DC hybrid distribution network with multiple sources, and a distributed scheduling optimization strategy is proposed. In the local dispatching layer, the joint output of renewable distributed energy and energy storage equipment are considered to ensure stable supply of load, and the optimal dispatching results are transmitted to the regional dispatching layer. In the regional dispatching layer, independent optimization is carried out for AC and DC regions respectively, the autonomous operation characteristics of each region are fully considered, the operation constraints of AC/DC hybrid distribution network are satisfied, and a distributed energy management method based on consistency theory is proposed to obtain the optimal feasible solution. Case results verify the effectiveness of the proposed strategy.

Key words: AC/DC hybrid distribution network; energy management; consistency constraint; distributed optimization

附录 A:

(1) 微型燃气轮机的运行费用。

$$C_{MT}(t) = \sum_{m=1}^{N_{MT}} \left[C_m^{gas} \frac{P_m^{MT}(t)}{\eta_m^{MT}} \delta_t + u_m^{su}(t) C_m^{su} \right] \quad (A1)$$

其中, N_{MT} 为微型燃气轮机的机组数量; C_m^{gas} 为机组 m 的燃料费用系数 (单位为元/(kW·h)), 由天然气价格和机组技术经济特性决定; $P_m^{MT}(t)$ 为机组 m 在 t 时段的功率 (单位为 kW); η_m^{MT} 为机组 m 的发电效率; δ_t 为一个时段的时长 (单位为 h); C_m^{su} 为机组 m 的启动费用 (单位为元); $u_m^{su}(t)$ 为机组 m 在 t 时段的启动变量, 启动时取 1, 不启动时取 0。

(2) 储能的运行费用。

$$C_{ES}(t) = \sum_{e=1}^{N_{ES}} (C_e^{ES} P_e^{ES-}(t) \delta_t) \quad (A2)$$

其中, N_{ES} 为储能机组数, C_e^{ES} 为机组 e 放电时的度电成本 (单位为元/(kW·h)); $P_e^{ES-}(t)$ 为机组 e 的放电功率 (单位为 kW)。

由于储能充电功率 $P_e^{ES+}(t)$ 来源于其他电源, 其电能费用已计入其他电源发电费用中, 因此这里不再计储能充电费用。储能净放电功率 $P_e^{ES}(t)$ 可表示为 (其值为正时表示放电, 为负时表示充电):

$$P_e^{ES}(t) = P_e^{ES-}(t) - P_e^{ES+}(t) \quad (A3)$$

(3) 外部市场购电费用。

$$C_{Grid}(t) = \sum_{g=1}^{N_{Grid}} (C_g^{Grid+}(t) - C_g^{Grid-}(t)) \quad (A4)$$

其中, N_{Grid} 为向外部市场购电的计量点数; $C_g^{Grid+}(t)$ 为从计量点 g 购电的费用 (单位为元); $C_g^{Grid-}(t)$ 为向计量点 g 售电的收入 (单位为元)。

$$\begin{aligned} C_g^{Grid+}(t) &= \lambda_g^{Grid+}(t) P_g^{Grid+}(t) \delta_t \\ C_g^{Grid-}(t) &= \lambda_g^{Grid-}(t) P_g^{Grid-}(t) \delta_t \end{aligned} \quad (A5)$$

其中, $P_g^{Grid+}(t)$ 为从计量点 g 购电的功率 (单位为 kW); $\lambda_g^{Grid+}(t)$ 为购电价格 (单位为元/(kW·h)); $P_g^{Grid-}(t)$ 为向计量点 g 售电的功率 (单位为 kW); $\lambda_g^{Grid-}(t)$ 为售电价格 (单位为元/(kW·h))。

计量点 g 与外部电网交互的净功率即为 (其值为正时表示购电, 为负时表示售电):

$$P_g^{Grid}(t) = P_g^{Grid+}(t) - P_g^{Grid-}(t) \quad (A6)$$

(4) 微网的运行费用。

$$C_{MT}(t) = \sum_{v=1}^{N_{MG}} C_v^{MG}(t) \quad (A7)$$

其中, N_{MG} 为微网数; $C_v^{MG}(t)$ 为微网 v 的运行费用 (单位为元/(kW·h)), 一般地, 微网内包含的分布

式能源通常亦为风电、光伏、储能、微型燃气轮机等, 因此其计算公式同式 (1), 在不存在下级微网的情况下, 令 N_{MG} 为 0 即可。

附录 B:

(1) 微型燃气轮机约束。

a. 功率上下限约束。

$$u_m^{MT}(t) P_m^{MTmin} \leq P_m^{MT}(t) \leq u_m^{MT}(t) P_m^{MTmax} \quad (B1)$$

其中, P_m^{MTmax} 、 P_m^{MTmin} 分别为机组 m 的最大出力 and 最小出力 (单位为 kW); $u_m^{MT}(t)$ 为运行变量, 运行时其值为 1, 不运行时为 0。

b. 状态转换约束。

$$u_m^{MTs}(t) \leq u_m^{MT}(t) \quad (B2)$$

$$u_m^{MT}(t) + u_m^{MTd}(t) \leq 1 \quad (B3)$$

$$u_m^{MTs}(t) + u_m^{MTd}(t) \leq 1 \quad (B4)$$

$$u_m^{MT}(t) = u_m^{MT}(t-1) + u_m^{MTs}(t) - u_m^{MTd}(t) \quad (B5)$$

其中, $u_m^{MTs}(t)$ 、 $u_m^{MTd}(t)$ 分别为机组 m 的启动变量和停机变量, 均为 0-1 变量, 其值为 1 时表示当前时刻启动或停机。

c. 最小停机时间约束。

$$\sum_{\tau=t}^{t+T_m^{offmin}-1} (1 - u_m^{MT}(\tau)) \geq u_m^{MTd}(t) T_m^{offmin} \quad (B6)$$

其中, T_m^{offmin} 为机组 m 的最小停机时间。

d. 最小持续运行时间约束。

$$\sum_{\tau=t}^{t+T_m^{onmin}-1} u_m^{MT}(\tau) \geq u_m^{MTs}(t) T_m^{onmin} \quad (B7)$$

其中, T_m^{onmin} 为机组 m 的最小持续运行时间。

(2) 储能约束^[B1]。

a. 功率上下限约束。

$$\begin{aligned} u_e^{ESd}(t) P_e^{ESdmin} &\leq P_e^{ES-}(t) \leq u_e^{ESd}(t) P_e^{ESdmax} \\ u_e^{ESc}(t) P_e^{EScmin} &\leq P_e^{ES+}(t) \leq u_e^{ESc}(t) P_e^{EScmax} \end{aligned} \quad (B8)$$

其中, P_e^{ESdmax} 、 P_e^{EScmax} 分别为机组 e 的最大放电功率和最大充电功率; P_e^{ESdmin} 、 P_e^{EScmin} 分别为机组 e 的最小放电功率和最小充电功率 (单位为 kW); $u_e^{ESd}(t)$ 、 $u_e^{ESc}(t)$ 分别为放电状态、充电状态, 其值为 1 时分别表示放电/充电, 为 0 时分别表示不放电/不充电。

b. 充放电状态约束。

充放电状态具有互斥性, 即满足以下约束:

$$u_e^{ESd}(t) + u_e^{ESc}(t) = 1 \quad (B9)$$

同时满足以下状态转移约束:

$$u_e^{ESd}(t+1) = u_e^{ESd}(t) + u_e^{ESSd}(t) - u_e^{ESSc}(t) \quad (B10)$$

$$u_e^{\text{ESSd}}(t) + u_e^{\text{ESSc}}(t) \leq 1 \quad (\text{B11})$$

其中, $u_e^{\text{ESSd}}(t)$ 、 $u_e^{\text{ESSc}}(t)$ 分别为启动放电状态、启动充电状态, 其值为 1 时分别表示当前时刻启动放电/启动充电, 为 0 时分别表示当前时刻不动作。

c. SOC 约束。

$$\begin{aligned} S_e(t) &= S_e(t-1) - P_e^{\text{ES}}(t) \delta_t \\ S_e^{\min} &\leq S_e(t) \leq S_e^{\max} \\ S_e(0) &= S_e(T) = S_0 \end{aligned} \quad (\text{B12})$$

其中, $S_e(t)$ 为机组 e 在 t 时段的 SOC; $S_e^{\max}$ 、 $S_e^{\min}$ 分别为 SOC 的最大允许值和最小允许值; S_0 为 SOC 的初始容量。

d. 连续充放电约束。

为了避免频繁切换储能充放电状态, 仅在 SOC 低于一定阈值时充电, 在 SOC 高于一定阈值时放电, 即满足以下约束^[18]:

$$\begin{aligned} (S_e^c - S_e^{\min}) u_e^{\text{ESSc}}(t) &\geq S_e(t) - S_e^{\min} \\ (S_e^d - S_e^{\min}) u_e^{\text{ESSd}}(t) &\leq S_e(t) - S_e^{\min} \end{aligned} \quad (\text{B13})$$

其中, S_e^c 、 S_e^d 分别为允许充电阈值和允许放电阈值。

(3) 外部市场购电功率约束。

$$-P_g^{\text{Gridsmax}} \leq P_g^{\text{Grid}}(t) \leq P_g^{\text{Gridbmax}} \quad (\text{B14})$$

其中, P_g^{Gridsmax} 、 P_g^{Gridbmax} 分别为外部电网计量点 g 的最大售电功率和最大购电功率 (单位为 kW)。

(4) 功率平衡约束。

$$\begin{aligned} \sum_{m=1}^{N_{\text{WT}}} P_m^{\text{WT}}(t) + \sum_{e=1}^{N_{\text{ES}}} P_e^{\text{ES}}(t) + \sum_{p=1}^{N_{\text{PV}}} P_p^{\text{PV}}(t) + \\ \sum_{w=1}^{N_{\text{WT}}} P_w^{\text{WT}}(t) + \sum_{v=1}^{N_{\text{MG}}} P_v^{\text{MG}}(t) + \sum_{g=1}^{N_{\text{Grid}}} P_g^{\text{Grid}}(t) \geq P_{\text{Load}}(t) \end{aligned} \quad (\text{B15})$$

其中, N^{PV} 为光伏机组数; N^{WT} 为风电机组数; $P_p^{\text{PV}}(t)$ 、 $P_w^{\text{WT}}(t)$ 、 $P_v^{\text{MG}}(t)$ 、 $P_{\text{Load}}(t)$ 分别为光伏机组 p 出力、风电机组 w 出力、微网 v 出力、总负荷功率 (单位为 kW)。

(5) 微网约束。

微网按照其内部单元构成, 约束条件亦如式 (B1) — (B15) 所示。

参考文献:

[B1] 吴雄, 王秀丽, 李骏, 等. 风电储能混合系统的联合调度模型及求解[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(13):10-17.

WU Xiong, WANG Xiuli, LI Jun, et al. A joint operation model and solution for hybrid wind energy storage systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(13):10-17.

附录 C:

装机容量如表 C1 所示。其中储能 (ES) 和微网 (MG_1 和 MG_2) 由各自独立主体运营, 系统剩余部分 (VPP) 由市场运营商集中运营, 联络线为各主体与外部电网的功率交换关口, 表中数值表示允许的交换功率, 正值表示用电, 负值表示发电。储能 SOC 限值及充放电状态切换阈值如表 C2 所示。

表 C1 算例系统
Table C1 Case system

主体	微型燃气轮机容量/ MW	储能容量		联络线交换功率/ MW
		额定功率/ MW	最大储能/ MW·h	
VPP	4.0	0	0	-12~12
ES	—	4	8	-4~4
MG_1	2.5	2	4	-6~6
MG_2	4.0	0	0	-6~6

表 C2 储能充放电状态切换 SOC 限值
Table C2 SOC limits for charging and discharging state transition of energy storage

参数	数值	参数	数值
$S_e^{\min}$	0.1	S_e^d	0.8
S_e^c	0.3	$S_e^{\max}$	0.98

不同类型机组的发电成本参数如表 C3 所示, 其中风电和光伏为优先消纳电源, 成本为零。外部电网购电价格考虑峰谷平电价, 如表 C4 所示, 而向外部电网售电的上网电价为 0.6 元/(kW·h)。

表 C3 发电成本
Table C3 Generation cost

对象	发电成本/[元·(kW·h) ⁻¹]
微型燃气轮机	0.7
储能	0.5
风电	0
光伏	0

表 C4 外部电网销售电价
Table C4 Electricity price of external grid

序号	开始时间	结束时间	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
1	00:00	08:00	0.30
2	08:00	12:00	1.10
3	12:00	17:00	0.75
4	17:00	21:00	1.10
5	21:00	24:00	0.75

风、光、负荷数据采用某地区电网 2018 年实际数据, 并根据装机容量进行折算得到, 由于风电和光伏优先消纳, 不参与优化调度, 因此可等效为负负荷, 取某一天的等值负荷功率曲线如图 C1 所示。

这里等值负荷即扣除风电和光伏出力后的净负荷。

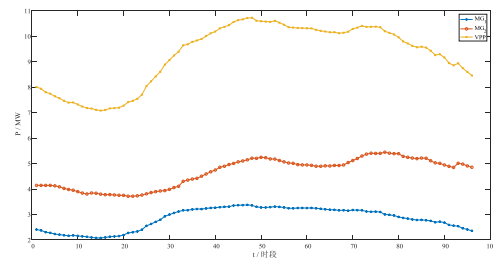


图 C1 各市场主体的典型日净负荷功率曲线
Fig.C1 Typical daily net load power curves of market participants

附录 D:

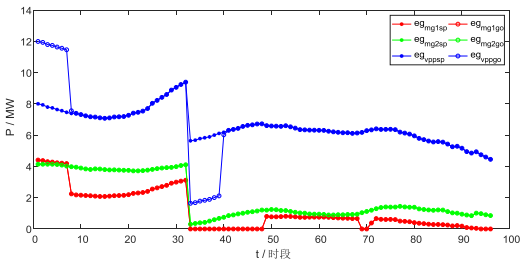


图 D1 各主体联络线功率曲线
Fig.D1 Tie-line power curves of each participant

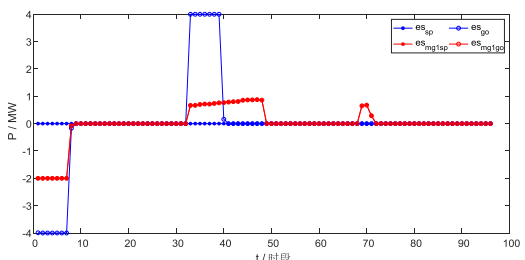


图 D2 各主体内储能机组充放电功率曲线
Fig.D2 Charging and discharging power curves of each energy storage unit

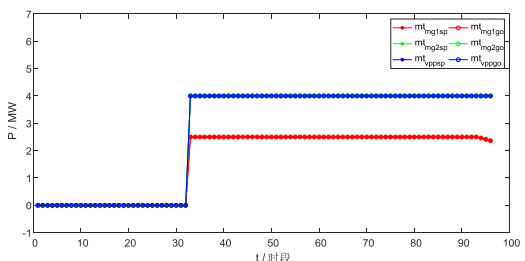


图 D3 各主体内微型燃气轮机功率曲线
Fig.D3 Power curves of micro-turbines of each participant

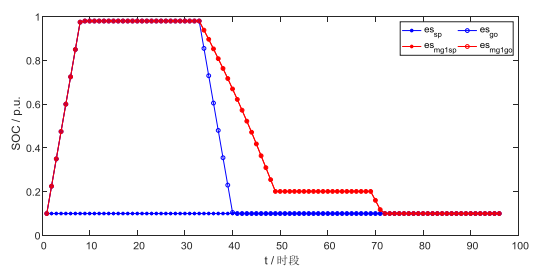


图 D4 各主体内储能机组 SOC 变化曲线
Fig.D4 SOC variation curves of each energy storage unit

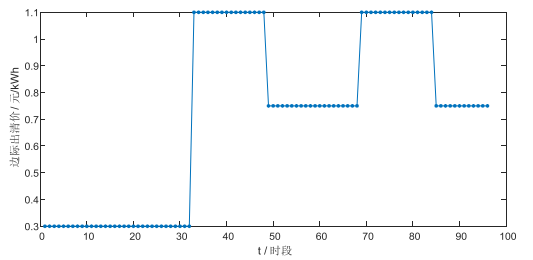


图 D5 边际出清价曲线
Fig.D5 Marginal clearing price curve

表 D1 2 种储能模型训练和测试结果
Table D1 Training and testing results of two ES models

(a) 功率代理模型				
训练样本数	隐层数	隐层节点数	训练时间/s	RMS/%
2 000	4	4	7.35	42.80
5 000	4	4	9.15	38.97
10 000	6	4	9.45	24.43
50 000	6	24	9 340	18.80
90 000	6	24	16 926	17.26
150 000	6	24	26 240	16.09
240 000	12	9	11 572	14.74

(b) 成本代理模型				
训练样本数	隐层数	隐层节点数	训练时间/s	RMS/%
2 000	4	4	6.14	7.16
5 000	6	4	7.66	5.36
10 000	6	4	9.66	5.01
50 000	6	30	11 744	4.91
90 000	6	30	31 027	2.79
150 000	6	30	69 428	2.50
240 000	6	30	32 159	2.28