

考虑垄断特征的独立微电网交易机制设计

陈恒安^{1,2}, 管霖¹, 李中兴¹, 卢操¹

(1. 华南理工大学 电力学院, 广东 广州 510641; 2. 广东电网有限责任公司广州供电局, 广东 广州 510620)

摘要:根据独立微电网和微电网群的利益主体构成特点,提出考虑垄断特征的电能交易机制,包含日前调度和实时结算。为了限制部分利益主体的垄断行为,在交易环节设置惩罚机制以保证结算电价在合理范围内。针对微电网内风光出力 and 负荷功率的随机性,设计偏差考核机制以维护日前调度计划的有效性并明晰供需双方参与电力平衡的责任。建立包含2个微电网发电商和2个负荷聚合商的独立微电网算例,不同市场行为下的交易仿真结果验证了所提交易机制的有效性。

关键词:独立微电网;交易机制;垄断特征;惩罚机制;偏差考核机制

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202008022

0 引言

随着分布式电源和储能技术的发展,在人口密度较低的区域,独立微电网以及微电网组成的独立运行微电网群已经成为电网建设的新趋势。除海岛和偏远地区外,在发达国家人口密度较低的区域,如澳大利亚西部地区,已出现了多个独立微电网应用探索。在这些地区,长距离配电方案的建设和维护成本高,电能损耗也高。同时,当地自然资源丰富,可再生能源具有较大的发展潜力,基于可再生能源的独立微电网和微电网群供电方案表现出较强的竞争力,受到了政府鼓励^[1]。

独立微电网内的利益主体包括微电网发电商和负荷聚合商。前者拥有独立微电网内部分光伏机组、风电机组、储能装置和可控传统发电机组;后者拥有独立微电网内部分用户资源。微电网运营商作为相对独立的第三方机构,负责独立微电网的日前调度和实时调度,并管理微电网源荷交易。当独立微电网(群)供电范围较大时,往往存在多个微电网发电商和多个负荷聚合商。为了协调多个利益主体的利益,提高独立微电网运行的经济性^[2],需要建立公平合理的独立微电网电能交易机制^[3]。

与大电网相比,独立微电网规模小,装机充裕度低,普遍存在个别发电商市场操纵力过大的问题。虽然当前区域输电网已经建立了成熟的市场机制,但该机制无法适用于独立微电网(群)。首先,区域输电网现货市场采用统一出清价结算^[4],而独立微电网内发电资源充裕度往往较低,单个发电商可

能拥有大比重的发电资源,容易形成发电垄断地位,而且发电资源以风电/光伏/燃机/储能为主,不同类型机组的发电成本差异大,在这种发电商和电源结构下,采用统一出清价结算容易出现发电商故意提高边际发电报价,从而获取垄断利益的漏洞。其次,输配电网主力电源是可调度的火电机组和水电机组^[5],风、光等可再生能源的装机比例较低,而在独立微电网(群)中可再生能源机组的装机容量占比高,其出力具有强随机性,因此,交易机制设计必须考虑独立微电网及其利益主体的固有特征。如果市场机制中不设置针对发电商的管制性要求和惩罚性条款,仅套用竞争性市场机制,则会严重损害微电网用户的用电权益,降低社会整体效益^[6]。

近年来,微电网交易机制引起国内外研究者的广泛关注。针对微电网内部利益主体之间的交易机制,文献[7]提出基于区块链的微电网电力市场机制和调度优化机制,并应用于多个发电商和多个用户的电能交易。该机制使交易数据透明、不可篡改以及可追溯,提高了交易方的信息安全水平。文献[8]提出考虑上述利益主体的微电网随机匹配交易机制,在该机制中利益主体自主选择竞价策略,并通过预测误差补偿清算环节消除发电和用电预测误差对市场运行的影响。上述研究针对的均是并网型微电网。针对独立微电网运营,文献[9]提出基于节点的分布式电能交易机制,该机制依赖于电气节点内买方和卖方的信息交换,不需要集中式的交易中心,实现了完全分布式的电能交易。文献[10]提出考虑多利益主体和基于迭代式双层模型的市场结算机制,以及发电商和用户的策略优化模型。上述市场交易机制都是基于充分市场竞争的假设,无法适用于某个利益主体具有一定垄断地位的市场环境。

本文考虑部分利益主体的垄断特征,提出考虑独立微电网特性的交易机制,包含日前调度和实时结算。本文主要贡献表现在:考虑微电网发电商和

收稿日期:2020-01-09;修回日期:2020-06-19

基金项目:国家自然科学基金国际(地区)合作与交流项目(51761145106)

Project supported by the Funds for International Cooperation and Exchange of the National Natural Science Foundation of China(51761145106)

负荷聚合商作为利益主体,利用多个微电网发电商24 h内的平均发电报价,在交易环节中设置针对利益主体垄断行为的惩罚机制,以限制其决策行为,保证结算电价在合理范围内;在交易机制中引入碳排放税,鼓励微电网发电商加大对可再生能源发电机组的投资,提高可再生能源利用水平;针对风光出力与负荷功率的随机性带来的电力平衡调节困难问题,设计了偏差考核机制,以促进供需双方主动参与电力平衡管理,并保证日前调度计划的有效性,促进用户的有序用电和需求侧管理的发展。

1 独立微电网交易机制框架

在日前调度阶段,微电网发电商向微电网运营商提交未来24 h的日前预测风光出力曲线、可调度发电机组的发电报价及其技术参数。负荷聚合商提交未来24 h可调整负荷和保障型负荷的日前预测曲线。在市场化电能交易机制中,微电网交易平台不能直接获取隐私信息,只能通过利益主体上传必要的信息,实现市场化交易、调度和电量结算。因此,设计利益主体上传的发电情况和负荷水平信息是电能交易的基础。另外,为了维护自身利益,微电网发电商的机组发电报价必然高于机组运行维护和固定投资成本。在本文的交易机制中,负荷聚合商不向微电网运营商上报价格信息。微电网运营商根据这些信息进行集中式的日前优化调度。优化完成后,微电网运营商向双方发布日前调度结果,即各时段的计划电量。

参考日前调度结果,微电网发电商和负荷聚合商分别制定实时出力计划和实时用电计划。由于预测误差和源荷侧供需的固有不确定性,在实时运行中微电网运营商还需要设置以小时为提前量的实时调度和交易环节。微电网发电商和负荷聚合商在规定时间内分别上报下一时段的机组实时出力和负荷实时功率预测数据。微电网运营商调整发电机组出力计划,并且实行必要的负荷需求侧管理,以确保供需平衡。微电网运营商在实际发电和用电后1 h内完成电量结算。

在上述交易机制中,微电网发电商和负荷聚合商的地位是平等的。但由于微电网发电商具有一定程度的垄断地位,因此其行为将受到微电网运营商的严格监管。独立微电网交易机制框架见图1。

2 独立微电网市场化调度和交易机制

2.1 日前调度机制

微电网运营商日前调度的目标包括:尽量满足负荷聚合商的负荷要求;降低独立微电网的电费费用。本文定义微电网运营商日前调度的执行时间为实际使用电能的前一天,调度时长 $T=24$ h,调度时

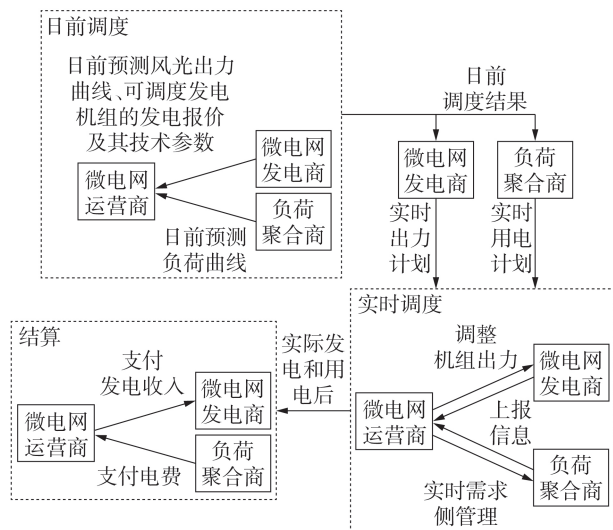


图1 独立微电网交易机制

Fig.1 Transaction mechanism of isolated microgrid

间间隔 $\Delta t=1$ h。接收上传信息后,微电网运营商求解集中式的确定性优化模型。优化完成后,微电网运营商发布未来24 h各个时段的计划电量,计划电量可通过3.1节的日前调度优化模型获得。

2.2 实时调度和定价机制

本文定义微电网运营商实时调度的执行时间为实际使用电能时段的前15 min,调度时长为1 h。同时,在实时调度阶段中微电网运营商将计算结算电价。当实际发电和用电完成后,微电网运营商将从负荷聚合商的计量电表获取电量数据,并结合结算电价计算出双方的结算费用。

假设未来1 h可再生能源机组出力和负荷需求的预测误差足够小,运行备用足以平衡预测误差。备用容量、调频等辅助服务费用可以在上述结算电价的基础上进行叠加,本文不考虑独立微电网的辅助服务市场机制。

本文采用的微电网运营商实时调度规则如下。

(1)若上传的机组实时出力总和小于负荷实时功率,则微电网运营商询问微电网发电商是否存在额外的可用发电容量。如果存在,则微电网发电商上报可用发电容量及其发电报价,微电网运营商根据功率缺额启动发电机组或提高发电机组出力;否则,微电网运营商实施负荷需求侧管理,切除用户负荷直至独立微电网内的功率差额为0,切除负荷时优先切除负荷优先级较低的负荷。

(2)若上传的机组实时出力总和大于负荷实时功率,则微电网运营商调整机组出力,直至独立微电网内的功率差额为0。机组调整出力的优先级按照机组发电报价从高到低排列,发电报价高的机组优先参与出力调整。

微电网运营商定价目标是鼓励微电网发电商充

分利用可再生能源发电,并保证多个利益主体之间利益分配的公平。因此,本文设计的实时定价机制如下。

(1)微电网运营商对发电机组的结算电价是机组的发电报价(含利润)。另外,按照碳排放量级别,微电网运营商针对可控传统发电机组,向发电商收取碳排放税。本文的碳排放税设置为机组发电报价的5%^[11]。

(2)微电网运营商在负荷侧以实时平均发电报价作为结算电价。

2.3 结算机制

在实时调度阶段,微电网运营商将计算结算电价,具体的结算规则如下。

(1)微电网发电商在时段 t 内的结算电价 $c_{R,G,t}$ 如式(1)所示。

$$c_{R,G,t} = \{c_{pv}, c_w, c_b, 0.95c_{con}\} \quad (1)$$

其中, c_{pv} 、 c_w 、 c_b 和 c_{con} 分别为光伏机组、风电机组、储能装置和可控传统发电机组的发电报价,0.95 c_{con} 表示微电网运营商针对可控传统发电机组收取发电报价5%的碳排放税。

(2)当储能装置放电时,独立微电网在时段 t 内的实时平均发电报价 $c_{R, cost,t}$ 为:

$$c_{R, cost,t} = \frac{c_{pv}P_{R,pv,t} + c_wP_{R,w,t} + c_bP_{R,bd,t} + 0.95c_{con}P_{R,con,t}}{P_{R,pv,t} + P_{R,w,t} + P_{R,bd,t} + P_{R,con,t}} \quad (2)$$

其中, $P_{R,pv,t}$ 和 $P_{R,w,t}$ 分别为实时调度后时段 t 内的光伏机组和风电机组出力; $P_{R,bd,t}$ 和 $P_{R,con,t}$ 分别为实时调度后时段 t 内的储能装置放电功率和可控发电机组输出功率。当储能装置充电时,光伏机组和风电机组的部分出力将供给储能充电,而不是向负荷供电,微电网运营商计算 $c_{R, cost,t}$ 时需要剔除该部分出力,此时微电网运营商将优先剔除发电报价较高的光伏机组出力,以降低 $c_{R, cost,t}$ 。如果光伏机组出力小于储能装置充电功率,则继续剔除发电报价较低的风电机组出力。因此,当储能装置充电,并且光伏机组出力大于储能装置充电功率时,独立微电网在时段 t 内的实时平均发电报价 $c_{R, cost,t}$ 为:

$$P'_{R,pv,t} = P_{R,pv,t} - P_{R,bc,t} \quad (3)$$

$$c_{R, cost,t} = \frac{c_{pv}P'_{R,pv,t} + c_wP_{R,w,t} + 0.95c_{con}P_{R,con,t}}{P'_{R,pv,t} + P_{R,w,t} + P_{R,con,t}} \quad (4)$$

其中, $P_{R,bc,t}$ 为实时调度后时段 t 内的储能装置充电功率。当储能装置充电,并且光伏机组出力小于储能装置充电功率时,独立微电网在时段 t 内的实时平均发电报价 $c_{R, cost,t}$ 为:

$$P'_{R,w,t} = P_{R,pv,t} + P_{R,w,t} - P_{R,bc,t} \quad (5)$$

$$c_{R, cost,t} = \frac{c_wP'_{R,w,t} + 0.95c_{con}P_{R,con,t}}{P'_{R,w,t} + P_{R,con,t}} \quad (6)$$

负荷聚合商在时段 t 内的结算电价 $c_{R,L,t}$ 为:

$$c_{R,L,t} = c_{R, cost,t} \quad (7)$$

(3)当完成实际的发电和用电后,微电网运营商将从负荷聚合商的计量电表获取电量数据。结算电量 $Q_{S,t}$ 为:

$$Q_{S,t} = \sum_{i=1}^2 P_{S,i,t} \Delta t \quad (8)$$

其中, $P_{S,i,t}$ 为从计量电表获取的时段 t 内优先级为 i (可调整负荷的优先级设为1,保障型负荷的优先级设为2)的负荷功率。

对于微电网发电商而言,结算费用为发电收入,对于负荷聚合商而言,结算费用为所支付的电费,以便保证收支平衡。时段 t 内的结算费用 $C_{S,t}$ 为:

$$C_{S,t} = c_{R,L,t} Q_{S,t} \quad (9)$$

2.4 偏差考核机制

当新能源发电机组作为独立微电网的主电源时,微电网发电商需要提高风光预测精度以引导用户响应,用户应提高用电灵活性以适应电源的随机性。日前调度计划可综合利用供需双方的信息,为用户提供最经济的供电方案,削弱实时运行时发电的无序性。设立偏差考核机制可促进双方提高风光出力和负荷预测的准确性。一方面,如果用户超计划用电,则要接受较高的电价,超出计划的用电量可增加微电网发电商的利润,对此不进行偏差考核。而当负荷低于计划用电量时,微电网发电商利润减少,偏差考核机制将惩罚负荷聚合商并对微电网发电商进行补偿。另一方面,当某台发电机组超计划发电时,拥有该机组的微电网发电商侵占其他微电网发电商的发电份额,需要对该机组的微电网发电商进行惩罚并补偿其他微电网发电商。而当发电机组的发电量小于计划发电量时,独立微电网内的负荷侧结算电价可能上升,或者系统将被迫失去部分负荷,此时同样需要惩罚该机组的微电网发电商并补偿用户。以计划电量为基准,机组发电量和负荷用电量的偏差允许范围如表1所示。

表1 机组发电量和负荷用电量的偏差允许范围

Table 1 Allowable deviation range between generator output and load consumption

变量	偏差允许范围
风电机组 / 光伏机组发电量	$[-10\%, 10\%]$
储能装置发电量	$[-5\%, 5\%]$
可控传统发电机组发电量	$[-5\%, 5\%]$
负荷用电量	$[-5\%, \infty]$

本文设计如下偏差考核机制。

(1)如果部分机组的实时发电量小于计划发电量且超过偏差允许范围,则微电网发电商需要支付偏差考核费用给多个负荷聚合商。微电网发电商的偏差考核费用 $C_{dev,G,t}$ 为:

$$C_{\text{dev}, G, t} = \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J \left(k_1 c_{r,j,n} \left| P_{\text{up},j,n,t} \Delta t - P_{\text{DA},j,n,t} \Delta t \right| \right) \quad (10)$$

其中, $P_{\text{up},j,n,t}$ 为第 n 个微电网发电商在实时调度中上报的第 j 台机组在时段 t 内的实时出力; $P_{\text{DA},j,n,t}$ 为第 n 个微电网发电商的第 j 台机组在时段 t 内的计划出力; $c_{r,j,n}$ 为第 n 个微电网发电商第 j 台机组的发电利润系数; J 为实时发电量超过偏差允许范围的发电机组数量; N 为微电网发电商数量; k_1 为微电网发电商的惩罚系数。

微电网运营商将偏差考核费用平均分配给多个负荷聚合商。1 个负荷聚合商获得的收入 $C'_{\text{dev}, G, t}$ 为:

$$C'_{\text{dev}, G, t} = \frac{1}{M} C_{\text{dev}, G, t} \quad (11)$$

其中, M 为负荷聚合商数量。

(2) 如果部分机组的实时发电量大于计划发电量且超过偏差允许范围, 则微电网发电商需要支付偏差考核费用给其他微电网发电商。偏差考核费用的计算公式见式(10)。微电网运营商将偏差考核费用平均分配给按照计划发电量发电的多个微电网发电商。1 个微电网发电商获得的收入 $C''_{\text{dev}, G, t}$ 为:

$$C''_{\text{dev}, G, t} = \frac{1}{N'} C_{\text{dev}, G, t} \quad (12)$$

其中, N' 为按照计划发电量发电的微电网发电商数量。

(3) 如果负荷用电量小于计划用电量且超过偏差允许范围, 则负荷聚合商需要支付偏差考核费用给多个微电网发电商。负荷聚合商的偏差考核费用 $C_{\text{dev}, L, t}$ 为:

$$C_{\text{dev}, L, t} = \sum_{m=1}^{M'} k_2 C_{R, \text{cost}, t} \left| \sum_{i=1}^2 P_{\text{up}, i, m, t} \Delta t - Q_{\text{DA}, L, m, t} \right| \quad (13)$$

其中, $P_{\text{up}, i, m, t}$ 为第 m 个负荷聚合商在实时调度中上报的时段 t 内优先级为 i 的负荷实时功率; $Q_{\text{DA}, L, m, t}$ 为第 m 个负荷聚合商在时段 t 内的计划用电量; M' 为负荷用电量小于计划用电量且超过偏差允许范围的负荷聚合商数量; k_2 为负荷聚合商的惩罚系数。

微电网运营商将偏差考核费用平均分配给多个微电网发电商。1 个微电网发电商获得的收入 $C'_{\text{dev}, L, t}$ 为:

$$C'_{\text{dev}, L, t} = \frac{1}{N} C_{\text{dev}, L, t} \quad (14)$$

(4) 对负荷用电量超出计划用电量的偏差电量, 微电网运营商按照 2.2 节中的实时调度规则(1)调度机组, 电源侧和负荷侧的偏差电量部分均按照提高出力的发电机组的发电报价结算, 不考虑偏差考核费用。

(5) 日前调度计划有效性指标 δ 为:

$$\delta = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J \left| P_{\text{up},j,n,t} \Delta t - P_{\text{DA},j,n,t} \Delta t \right| + \sum_{m=1}^M \left| \sum_{i=1}^2 P_{\text{up}, i, m, t} \Delta t - Q_{\text{DA}, L, m, t} \right| \right) \quad (15)$$

2.5 对于垄断行为的惩罚机制

为了实现定价目标, 微电网运营商还需要制定惩罚机制, 以便监管和规范微电网发电商的行为。一方面, 如果微电网发电商在一段时间内的平均发电报价偏高, 则表明该微电网发电商可能为了增加自身利益, 利用市场力抬高发电价格, 或者未能有效利用可再生能源发电, 迫使市场使用高成本的化石燃料发电和储能发电, 从而使独立微电网内的负荷侧结算电价非正常上升, 严重影响用户利益。另一方面, 惩罚机制还需要保障微电网发电商的合理利益。因此, 针对微电网发电商垄断行为的惩罚机制为: 若微电网运营商发现微电网发电商 24 h 内的平均发电报价高于监管所要求的平均发电报价上限, 则微电网运营商执行惩罚机制。这项惩罚针对的是过去 24 h 内发电报价越限时段的结算电量。

下面介绍罚款的计算过程。第 n 个微电网发电商 24 h 内的平均发电报价 $c_{R, \text{gav}, n}$ 为:

$$c_{R, \text{gav}, n} = \frac{1}{T} \sum_{t=t_w-T}^{t_w} c_{R, \text{cost}, n, t} \quad (16)$$

其中, t_w 为当前时段; $c_{R, \text{cost}, n, t}$ 为第 n 个微电网发电商在时段 t 内的实时平均发电报价。参考独立微电网内其他微电网发电商的发电报价, 监管所要求的 24 h 内平均发电报价上限 c_{max} 为:

$$c_{\text{max}} = \frac{1}{N-1} \sum_{n=1}^{N-1} k_f c_{R, \text{gav}, n} \quad (17)$$

其中, k_f 为裕度系数。考虑属于不同微电网发电商的同一类型机组的真实投资和运营成本略有不同, 在一段时间内不同微电网发电商的风光资源存在差异, 所以微电网发电商的平均发电报价在一定范围内波动, c_{max} 需要留有一定的裕度。本文定义过去 24 h 内第 n 个微电网发电商的不合理收益 $C_{\text{unr}, n}$ 为:

$$C_{\text{unr}, n} = \sum_{t=t_w-T}^{t_w} (c_{R, \text{cost}, n, t} - c_{\text{max}}) Q_{S, n, t} \quad t \in T_{\text{ex}} \quad (18)$$

其中, T_{ex} 为过去 24 h 内实时平均发电报价越限的时段集合; $Q_{S, n, t}$ 为第 n 个微电网发电商时段 t 内对应的结算电量。如果满足惩罚机制的执行条件, 则第 n 个微电网发电商向微电网运营商缴纳的罚款 $C_{f, n}$ 为:

$$C_{f, n} = \sum_{t=t_w-T}^{t_w} k_3 (c_{R, \text{cost}, n, t} - c_{\text{max}}) Q_{S, n, t} \quad t \in T_{\text{ex}} \quad (19)$$

其中, k_3 为对于垄断行为惩罚机制的惩罚系数, 本文设置 $k_3 > 1$ 。微电网发电商缴纳的罚款 $C_{f, n}$ 将大于不合理收益 $C_{\text{unr}, n}$, 从而体现该机制的惩罚作用。

上述惩罚机制针对的是微电网发电商在一段时间内恶意提高实时平均发电报价的行为,其作用是引导微电网发电商尽量控制自身的实时平均发电报价在合理范围内,避免微电网发电商恶意抬高发电侧和负荷侧结算电价。另外,与普通的电价限制措施不同,该惩罚机制可以区分因需求增加而导致的短时电价上升现象,出现该现象时将不会惩罚微电网发电商,从而保障其合理利益。独立微电网结算流程图见附录 A 中图 A1。

3 独立微电网调度优化模型

3.1 日前调度优化模型

为了达到微电网运营商日前调度的目标,日前调度优化模型的目标函数设为独立微电网电能费用和负荷偏差功率的加权和,决策变量为 $\{k_{DA,m,t}, \alpha_{DA,n,t}, \beta_{DA,n,t}, P_{DA,bc,n,t}, P_{DA,bd,n,t}, P_{DA,con,n,t}, u_{DA,n,t}\}$ 。其中, $k_{DA,m,t}$ 为第 m 个负荷聚合商在日前调度优化中时段 t 内切除负荷量与日前预测负荷量的比例系数; $\alpha_{DA,n,t}, \beta_{DA,n,t}, P_{DA,bc,n,t}, P_{DA,bd,n,t}$ 和 $P_{DA,con,n,t}$ 分别为第 n 个微电网发电商在日前调度优化中时段 t 内的弃光率、弃风率、储能装置充电功率、储能装置放电功率和可控发电机组输出功率; $u_{DA,n,t}$ 为第 n 个微电网发电商在日前调度优化中时段 t 内储能装置充放电状态,其值为 1 表示储能充电,为 0 表示储能放电。目标函数 F 为:

$$F = \min \sum_{t=1}^T (Z_{1,t} + \lambda Z_{2,t}) \quad (20)$$

$$Z_{1,t} = \sum_{n=1}^N \left[0.95 C_{DA,con,n,t} + (1 - \alpha_{DA,n,t}) c_{pv,n} P_{DA,pv,n,t} \Delta t + (1 - \beta_{DA,n,t}) c_{w,n} P_{DA,w,n,t} \Delta t + c_{b,n} P_{DA,bd,n,t} \Delta t \right] \quad (21)$$

$$Z_{2,t} = \sum_{m=1}^M k_{DA,m,t} P_{DA,1,m,t} \Delta t \quad (22)$$

其中, $Z_{1,t}$ 为独立微电网电能费用; $Z_{2,t}$ 为负荷偏差功率; λ 为目标函数权重,它是一个充分大的正数; $P_{DA,1,m,t}$ 为第 m 个负荷聚合商在日前调度中上报的时段 t 内可调整负荷; $P_{DA,w,n,t}$ 和 $P_{DA,pv,n,t}$ 分别为第 n 个微电网发电商在日前调度中上报的时段 t 内风电机组和光伏机组出力; $c_{pv,n}, c_{w,n}$ 和 $c_{b,n}$ 分别为第 n 个微电网发电商的光伏机组、风电机组和储能装置发电报价; $C_{DA,con,n,t}$ 为第 n 个微电网发电商在日前调度优化中时段 t 内的可控发电机组发电收入,它是关于该机组输出功率的二次函数,其线性化模型^[12]如式(23)所示。上述目标函数是在保证削减负荷量最小的前提下使独立微电网电能费用最小。

$$C_{DA,con,n,t} = a_n + b_{1,n} p_{1,n} + b_{2,n} p_{2,n} + b_{3,n} p_{3,n} \quad (23)$$

其中, $a_n, b_{1,n}, b_{2,n}$ 和 $b_{3,n}$ 为第 n 个微电网发电商可控发

电机组的发电收入参数,参数数值见附录 B 中表 B1; $p_{1,n}, p_{2,n}$ 和 $p_{3,n}$ 为第 n 个微电网发电商可控发电机组对应的中间优化变量。

日前调度优化模型的约束条件如下。

(1) 储能装置约束。

储能装置约束包括状态转移方程、荷电状态约束和充放电功率约束。

$$B_{DA,n,t} = B_{DA,n,t-1} + \frac{\gamma_{c,n} P_{DA,bc,n,t}}{S_{total,n}} - \frac{P_{DA,bd,n,t}}{\gamma_{d,n} S_{total,n}} \quad (24)$$

$$B_{min,n} \leq B_{DA,n,t} \leq B_{max,n} \quad (25)$$

$$B_{DA,n,0} = B_{DA,n,T} = 0.5 \quad (26)$$

$$0 \leq P_{DA,bc,n,t} \leq u_{DA,n,t} P_{b,max,n} \quad (27)$$

$$0 \leq P_{DA,bd,n,t} \leq (1 - u_{DA,n,t}) P_{b,max,n} \quad (28)$$

其中, $B_{DA,n,t}, B_{min,n}$ 和 $B_{max,n}$ 分别为第 n 个微电网发电商在日前调度中时段 t 内的储能荷电状态值及其最小值和最大值; $P_{b,max,n}$ 为第 n 个微电网发电商在日前调度中时段 t 内储能最大充放电功率; $S_{total,n}$ 为第 n 个微电网发电商的储能装置容量; $\gamma_{c,n}$ 和 $\gamma_{d,n}$ 分别为储能充电和放电效率。

(2) 可控发电机组约束。

该约束包括功率爬坡约束和输出功率限制约束。

$$-R_{down,n} \leq P_{DA,con,n,t} - P_{DA,con,n,t-1} \leq R_{up,n} \quad (29)$$

$$P_{con,min,n} \leq P_{DA,con,n,t} \leq P_{con,max,n} \quad (30)$$

其中, $R_{up,n}$ 和 $R_{down,n}$ 分别为第 n 个微电网发电商可控发电机组功率上升和下降速率限制; $P_{con,min,n}$ 和 $P_{con,max,n}$ 分别为第 n 个微电网发电商在日前调度中可控发电机组的最小和最大功率限制。

(3) 可再生能源机组约束。

该约束包括弃光率约束和弃风率约束。

$$0 \leq \alpha_{DA,n,t} \leq 1 \quad (31)$$

$$0 \leq \beta_{DA,n,t} \leq 1 \quad (32)$$

(4) 负荷约束。

$$0 \leq k_{DA,m,t} \leq 1 \quad (33)$$

(5) 功率平衡约束。

$$\sum_{m=1}^M \left[(1 - k_{DA,m,t}) P_{DA,1,m,t} + P_{DA,2,m,t} \right] = \sum_{n=1}^N \left[(1 - \alpha_{DA,n,t}) P_{DA,pv,n,t} + (1 - \beta_{DA,n,t}) P_{DA,w,n,t} + P_{DA,con,n,t} + P_{DA,bd,n,t} - P_{DA,bc,n,t} \right] \quad (34)$$

其中, $P_{DA,2,m,t}$ 为第 m 个负荷聚合商在日前调度中上报的时段 t 内保障型负荷。

3.2 计划电量

根据日前调度结果,微电网运营商计算计划发电量和计划用电量。这些信息可以引导微电网发电商和负荷聚合商的决策行为。计算规则如下。

(1)在电源侧,第 n 个微电网发电商的计划发电量 $Q_{DA,G,n,t}$ 为:

$$Q_{DA,G,n,t} = \{(1 - \alpha_{DA,n,t})P_{DA,pv,n,t}\Delta t, (1 - \beta_{DA,n,t})P_{DA,w,n,t}\Delta t, P_{DA,bd,n,t}\Delta t, P_{DA,con,n,t}\Delta t\} \quad (35)$$

若在时段 t 内储能装置处于充电状态,则风光出力需要扣除储能装置充电功率。

(2)在负荷侧,第 m 个负荷聚合商计划用电量 $Q_{DA,L,m,t}$ 为:

$$Q_{DA,L,m,t} = (1 - k_{DA,m,t})P_{DA,1,m,t}\Delta t + P_{DA,2,m,t}\Delta t \quad (36)$$

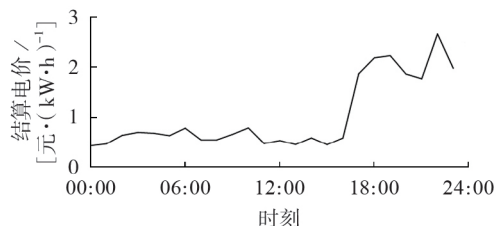
4 算例分析

本文算例参考巴基斯坦某区域的地理、资源和负荷状况,该区域的独立微电网考虑2个微电网发电商和2个负荷聚合商。微电网发电商拥有风电机组、光伏机组、可控传统发电机组和储能装置。2个负荷聚合商的设备额定功率总和分别为113.9 kW和96.4 kW。可控传统发电机组发电报价曲线见附录B中图B1。微电网发电商的发电机组和储能容量、发电机组和交易机制参数分别见附录B中表B2和B3^[13-14]。风光出力 and 负荷功率日前预测见附录C中图C1。本文设置3个算例进行独立微电网市场运行数值仿真,以验证交易机制的有效性。本文将考虑偏差考核机制和惩罚机制的交易机制设为交易机制A,将不考虑偏差考核机制的交易机制设为交易机制B,将不考虑惩罚机制的交易机制设为交易机制C。算例假设风光出力日前预测误差均服从正态分布 $N(0, 0.25^2)$,负荷功率日前预测误差服从正态分布 $N(0, 0.05^2)$ 。

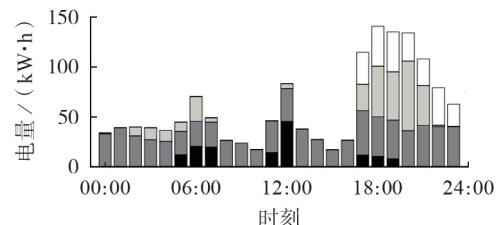
4.1 市场结算结果

算例1假设风光日前预测较准确且微电网发电商按真实成本上报机组发电报价,图2是该算例的市场结算结果。由图2知,在22:00—23:00的峰荷时段内,负荷侧结算电价最高,达到2.67元/(kW·h)。这是由于微电网发电商需要使用更多高成本的储能装置和可控发电机组向用户供电,实时平均发电报价较高。在其他时段,独立微电网的负荷水平较低,风光资源量充足,低成本的风电机组和光伏机组基本满足负荷需求,负荷侧结算电价较低。

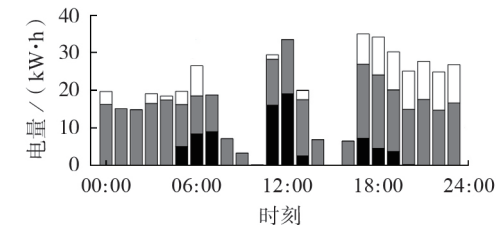
表2是算例1中交易机制A下微电网发电商的收入和支出。由于负荷聚合商支付的电费在数值上等于微电网发电商的售电收入,因此表中仅显示微电网发电商的售电收入状况。由表中可以看出,在偏差考核机制的作用下,利益主体尽量按照计划电量发电和用电,以减少额外支出。尽管微电网发电商1拥有较多的发电机组,具有一定的垄断地位,但是惩罚机制使得微电网内没有出现垄断行为,微电网发电商1为了避免缴纳罚款,按照真实成本报价。



(a) 负荷聚合商结算电价



(b) 微电网发电商1结算电量



(c) 微电网发电商2结算电量

图2 算例1的市场结算结果

Fig.2 Market settlement results of Case 1

表2 交易机制A下微电网发电商的收入和支出

Table 2 Incomes and expenses of microgrid generation company under transaction mechanism A

单位:元		
收支项目	微电网发电商1	微电网发电商2
售电收入	2104.15	453.71
售电成本	1875.99	405.44
关于惩罚机制的罚款	0	0
支付给负荷聚合商的偏差考核费用	0	4.85
支付给其他发电商的偏差考核费用	0	0
从负荷聚合商获得的偏差考核费用	16.68	16.68
发电收益	244.84	60.10

在交易机制A下,微电网发电商1和2获得的合理利润分别为244.84元和60.10元。

4.2 偏差考核机制的效果验证

为了验证偏差考核机制的效果,算例2假设微电网发电商1的风电机组1的实时出力在16:00后明显下降,产生较大的日前预测误差。图3是风电机组1日前预测功率和实时出力的对比。图4是算例2的市场结算结果。与算例1的结算结果相比,算例2中19:00—24:00的负荷侧结算电价上升。这

主要是由于微电网发电商 1 为了填补日前预测误差导致的功率缺额,使高成本的可控发电机组 1 增加 24.58 kW·h 的发电量,使风电机组 2 增加 37.13 kW·h 的发电量。

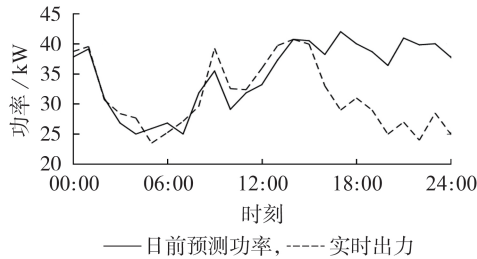
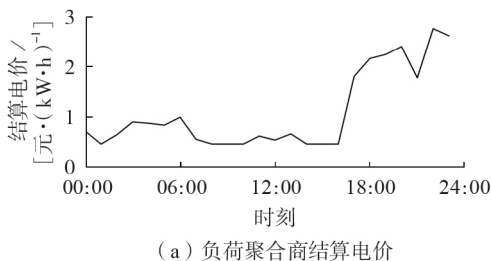
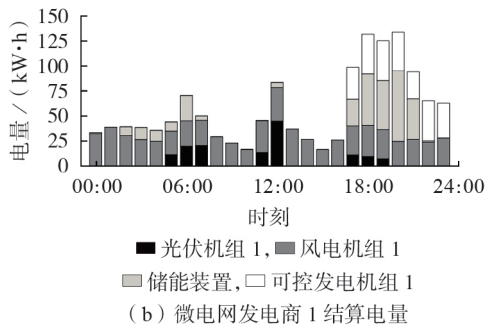


图 3 风电机组 1 的日前预测功率和实时出力

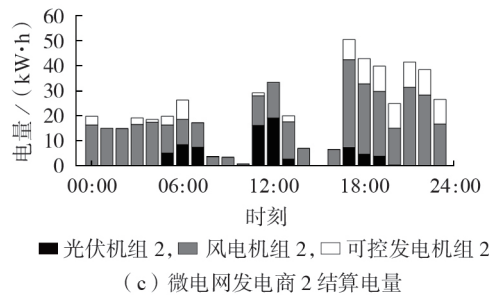
Fig.3 Day-ahead prediction power and real-time output of wind generator 1



(a) 负荷聚合商结算电价



(b) 微电网发电商 1 结算电量



(c) 微电网发电商 2 结算电量

图 4 算例 2 的市场结算结果

Fig.4 Market settlement results of Case 2

表 3 是算例 2 中交易机制 A 和 B 下微电网发电商的收支情况,在算例 2 中不考虑惩罚机制的作用。由于微电网发电商 1 的风电出力预测不准确,因此日前调度计划有效性指标 δ 的数值由算例 1 中的 98.88 增加至 187.54,这表明日前调度计划的有效性有所下降。为此,偏差考核机制将使微电网发电商 1 支付相应费用 38.37 元。与交易机制 B 的结果相

比,在交易机制 A 下微电网发电商 1 的发电收益下降 19.52 元。如果没有偏差考核机制,日前调度和计划电量将失去指导作用。另外,与算例 1 的结算结果相比,由于算例 2 中微电网发电商 2 的发电量增加,在交易机制 A 下其发电收益上升 8.91 元。

表 3 交易机制 A 和 B 下微电网发电商的收入和支出

Table 3 Incomes and expenses of microgrid generation companies under transaction mechanism A and B

单位:元

收支项目	交易机制 A		交易机制 B	
	微电网发电商 1	微电网发电商 2	微电网发电商 1	微电网发电商 2
售电收入	2262.46	516.47	2262.46	516.47
售电成本	2021.40	461.46	2021.40	461.46
支付给负荷聚合商的偏差考核费用	38.37	4.85	0	0
支付给其他发电商的偏差考核费用	0	0	0	0
从负荷聚合商获得的偏差考核费用	18.85	18.85	0	0
发电收益	221.54	69.01	241.06	55.01

4.3 惩罚机制的效果验证

为了验证惩罚机制的效果,算例 3 假设微电网发电商 1 将机组发电报价提高 1 倍。附录 C 中图 C2 是算例 3 的市场结算结果。由图中可知,由于微电网发电商 1 故意提高了机组发电报价,因此负荷侧结算电价上升。且由于微电网发电商 2 的发电机组报价更低,系统倾向于使用低成本的机组发电,因此微电网发电商 2 的机组发电量与算例 1 中相比大幅增加 56.12 kW·h。

表 4 是算例 3 中交易机制 A 和 C 下微电网发电商的收支情况,在算例 3 中不考虑偏差考核机制的作用。由表中可知,微电网发电商 1 因故意提高发电报价,其为此支付了 1351.94 元的罚款,发电收益为 -58.47 元,即造成 58.47 元的亏损。若没有惩罚机制,与不计偏差考核费用的算例 1 相比,微电网发电商 1 可以通过上述行为大幅增加 1065.31 元的发电收益,损害用户和其他微电网发电商的合理利益,从而破坏独立微电网内的交易公平。另外,微电网发电商 2 的发电收益随着发电量的增加而上升 26.75 元。

表 4 交易机制 A 和 C 下微电网发电商的收入和支出

Table 4 Incomes and expenses of microgrid generation companies under transaction mechanism A and C

单位:元

收支项目	交易机制 A		交易机制 C	
	微电网发电商 1	微电网发电商 2	微电网发电商 1	微电网发电商 2
售电收入	2312.75	714.40	2312.75	714.40
售电成本	1019.28	639.38	1019.28	639.38
关于惩罚机制的罚款	1351.94	0	0	0
发电收益	-58.47	75.02	1293.47	75.02

4.4 参数灵敏度分析

本文针对偏差考核机制中的惩罚系数 k_1 和 k_2 、垄断行为惩罚机制中的惩罚系数 k_3 和裕度系数 k_f 进行参数灵敏度分析,并对上述参数值进行设置。在算例2中改变 k_1 和 k_2 的值,维持其他参数不变,观察它们对全部微电网发电商发电收益的影响。图5是 k_1 和 k_2 对全部微电网发电商发电收益的灵敏度。由图中可见:当 k_1 增加时,全部微电网发电商的发电收益下降;当 k_2 增加时,全部微电网发电商的发电收益上升。由于全部微电网发电商的发电收益须小于交易机制B下的发电收益296.07元及正常结算(算例1)时扣除惩罚机制罚款后的发电收益304.94元,以体现偏差考核机制的惩罚作用,因此 $k_1 > 6.15$ 且 $1 < k_2 < 1.2$ 。另一方面,该惩罚不能过高,以免损害发电商的正常利益,因此本文设置 $k_1 = 7$ 、 $k_2 = 1.05$ 。

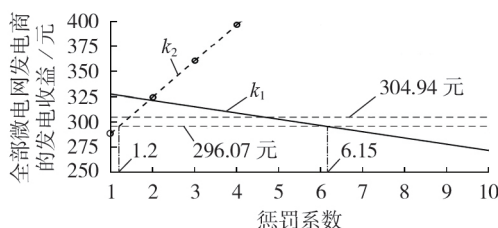


图5 k_1 和 k_2 对全部微电网发电商发电收益的灵敏度

Fig.5 Sensitivity of k_1 and k_2 to generation profits of all microgrid generation companies

在算例3中观察 k_3 和 k_f 对全部微电网发电商发电收益的影响。附录C中图C3是 k_3 和 k_f 对全部微电网发电商发电收益的灵敏度。由图中可见:当 k_3 增加时,全部微电网发电商的发电收益下降;当 k_f 增加时,全部微电网发电商的发电收益先增加后维持不变。由于全部微电网发电商的发电收益必须小于交易机制C下的发电收益1368.49元以及正常结算(算例1)时扣除偏差考核费用后的发电收益276.43元,以体现惩罚作用,因此 $k_3 > 1.23$ 且 $1 < k_f < 1.3$ 。另外,考虑惩罚机制不宜过度损伤微电网发电商利益,因此本文设置 $k_3 = 1.4$ 、 $k_f = 1.25$ 。

5 结论

本文考虑部分利益主体的垄断特征,建立独立微电网交易机制,利用惩罚机制限制微电网发电商的垄断行为,促进独立微电网内源荷的公平交易,并通过偏差考核机制处理风光出力 and 负荷的随机性问题,保证日前调度的有效性。在算例中,本文建立考虑2个微电网发电商和2个负荷聚合商的独立微电网模型,通过3个算例验证了在部分利益主体具有垄断地位的条件下交易机制的有效性以及实施偏差考核机制和惩罚机制的必要性。

采用合适的交易机制可以降低用户的用电成

本,鼓励微电网发电商增加电源投资,从而有利于利益主体的互利共赢和独立微电网的长远发展。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] AREFI A, SHAHNIA F. Tertiary controller-based optimal voltage and frequency management technique for multi-microgrid systems of large remote towns[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6): 5962-5974.
- [2] WU L, ORTMEYER T H, LI J. The community microgrid distribution system of the future [J]. The Electricity Journal, 2016, 29(10): 16-21.
- [3] MEENA N K, YANG J, ZACHARIS E. Optimisation framework for the design and operation of open-market urban and remote community microgrids[J]. Applied Energy, 2019, 252: 113399.
- [4] 于琪, 张晶, 王宣元, 等. 区域发电权交易网省协调优化模式研究[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(3): 90-95.
YU Qi, ZHANG Jing, WANG Xuanyuan, et al. Coordinated optimization between regional and provincial grids for regional generation right trade[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(3): 90-95.
- [5] 肖欣, 周瀚慧, 何时有, 等. 含流域梯级水电的水火风互补发电系统联合运行优化[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(2): 100-108.
XIAO Xin, ZHOU Yuhui, HE Shiyu, et al. Optimal joint operation of hydro-thermal-wind hybrid power system with cascaded hydro power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(2): 100-108.
- [6] 包铭磊, 丁一, 邵常政, 等. 北欧电力市场评述及对我国的经验借鉴[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(17): 4881-4892.
BAO Minglei, DING Yi, SHAO Changzheng, et al. Review of Nordic electricity market and its suggestions for China[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(17): 4881-4892.
- [7] 杨明通, 周步祥, 董申, 等. 区块链支持下的微网电力市场设计及调度优化[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(12): 155-161.
YANG Mingtong, ZHOU Buxiang, DONG Shen, et al. Design and dispatch optimization of microgrid electricity market supported by blockchain[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(12): 155-161.
- [8] 史开拓, 刘念, 张建华, 等. 多运营主体的微电网随机匹配交易机制[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 587-594.
SHI Kaituo, LIU Nian, ZHANG Jianhua, et al. Random matching trading mechanism in microgrid of multi-operators [J]. Power System Technology, 2016, 40(2): 587-594.
- [9] DAVISION M, CRANNEY J, SUMMERS T, et al. Decentralised energy market for implementation into the intergrid concept-part I: isolated system[C]//2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA). Paris, France: IEEE, 2018: 80-87.
- [10] LI J, LIU Y K, WU L. Optimal operation for community-based multi-party microgrid in grid-connected and islanded modes [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 756-765.
- [11] 刘洁丽. 发电机组碳排放成本的核算方法及在生命周期成本分析中的应用[D]. 杭州: 浙江大学, 2018.
LIU Jiel. The carbon emission cost accounting of electric generating sets and its application in life cycle cost [D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2018.
- [12] CARRION M, ARROYO J M. A computationally efficient mi-

- zed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3):1371-1378.
- [13] 马艺玮. 独立微电网分布式电源优化配置与协调控制[D]. 广州:华南理工大学, 2015.
MA Yiwei. Optimal sizing and coordinated control of distributed generation units in islanded microgrid[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2015.
- [14] 李鹏, 李涛, 张双乐, 等. 基于混沌二进制粒子群算法的独立微电网系统的微电源组合优化[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(12):33-38.
LI Peng, LI Tao, ZHANG Shuang, et al. Combinatorial optimization of micro-sources in standalone microgrid based on

chaotic binary particle swarm optimization algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(12):33-38.

作者简介:



陈恒安

陈恒安(1995—),男,广东广州人,硕士研究生,主要研究方向为电网优化调度和电力市场(E-mail:2110524578@qq.com);
管霖(1970—),女,湖北孝感人,教授,博士,主要研究方向为电力系统运行分析与控制(E-mail:lguan@scut.edu.cn)。(编辑 王锦秀)

Transaction mechanism design of isolated microgrid considering monopoly feature

CHEN Heng'an^{1,2}, GUAN Lin¹, LI Zhongxing¹, LU Cao¹

(1. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China;

2. Guangzhou Power Supply Bureau of Guangdong Power Supply Co., Ltd., Guangzhou 510620, China)

Abstract: According to the characteristics of stakeholders in isolated microgrid and microgrid clusters, an electricity transaction mechanism considering monopoly feature is proposed, which includes day-ahead dispatch and real-time settlement. In order to limit the monopoly activities of some stakeholders, a punishment mechanism is set in the trading process to ensure the settlement price within reasonable range. Aiming at the randomness of wind and photovoltaic output and load power, a deviation assessment mechanism is designed to maintain the effectiveness of day-ahead dispatch schedule and clarify the responsibilities of both suppliers and demanders in participating in electricity balance. An isolated microgrid case including two microgrid generation companies and two load aggregators is built, and the transaction simulation results under different market behaviors verify the effectiveness of the proposed transaction mechanism.

Key words: isolated microgrid; transaction mechanism; monopoly feature; punishment mechanism; deviation assessment mechanism

附录 A:

独立微网结算流程图见图 A1。

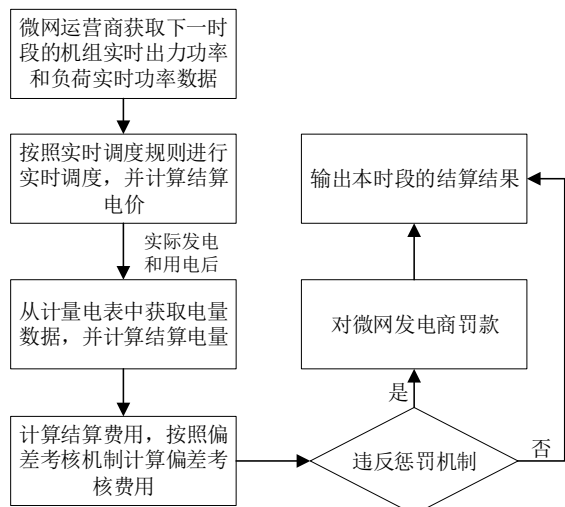


图 A1 独立微电网结算流程图

Fig.A1 Flowchart of settlement in isolated microgrid

附录 B:

对于可控传统发电机组的发电收入，本文采用分段线性化模型，分段数为 3。可控传统发电机组的发电收入参数见表 B1。可控传统发电机组的发电报价曲线见图 B1。

表 B1 可控传统发电机组的发电收入参数

Table B1 Generation revenue parameters of controllable traditional generators

微电网发电商	a_n	$b_{1,n}$	$b_{2,n}$	$b_{3,n}$
1	9.55	2.68	5.75	8.82
2	9.55	1.53	2.3	3.07

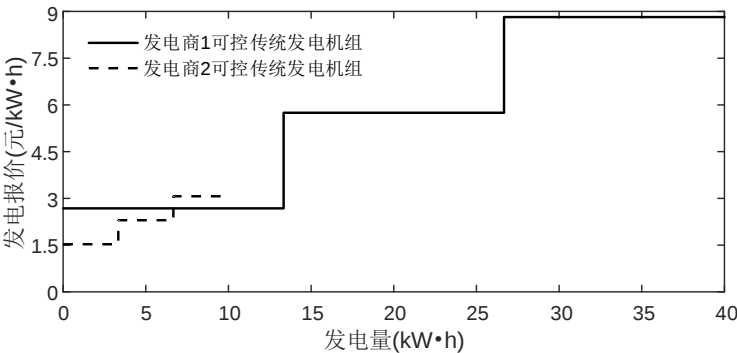


图 B1 可控传统发电机组的发电报价曲线

Fig.B1 Generation bidding curve of controllable traditional generators

微电网发电商的发电机组和储能容量见表 B2。发电机组和交易机制的参数见表 B3。

表 B2 微电网发电商的发电机组和储能容量

Table B2 Capacity of generators and storages of microgrid generation companies

微电网发电商	光伏机组容量 / (kW·A)	风电机组容量 / (kW·A)	储能装置容量 / (kW·h)	可控传统发电机组容量 / (kW·A)
1	80	110	600	40
2	40	50	0	10

表 B3 发电机组和交易机制的参数

Table B3 Parameters of generators and transaction mechanism

参数名称	参数数值	参数名称	参数数值
$P_{b,max,1}$	120 kW	$c_{pv,1}$	0.523 9 元/(kW·h)
$\gamma_{c,1}$	95%	$c_{w,1}$	0.469 2 元/(kW·h)
$\gamma_{d,1}$	95%	$c_{pv,2}$	0.523 9 元/(kW·h)
$B_{min,1}$	0.1	$c_{w,2}$	0.469 2 元/(kW·h)
$B_{max,1}$	0.9	$c_{r,b,1}$	0.211 6 元/(kW·h)
$P_{con,min,1}$	4 kW	$c_{r,pv,1}$	0.068 3 元/(kW·h)
$P_{con,max,1}$	40 kW	$c_{r,w,1}$	0.061 2 元/(kW·h)
$R_{up,1}$	32 kW/h	$c_{r,pv,2}$	0.068 3 元/(kW·h)
$R_{down,1}$	32 kW/h	$c_{r,w,2}$	0.061 2 元/(kW·h)
$P_{con,min,2}$	1 kW	k_1	7
$P_{con,max,2}$	10 kW	k_2	1.05
$R_{up,2}$	8 kW/h	k_3	1.4
$R_{down,2}$	8 kW/h	k_f	1.25
$c_{b,1}$	1.6221 元/(kW·h)		

附录 C:

风光出力和负荷功率日前预测如图 C1 所示，算例 3 的市场结算结果如图 C2 所示， k_3 和 k_f 对于全部微电网发电商发电收益的灵敏度如图 C3 所示。

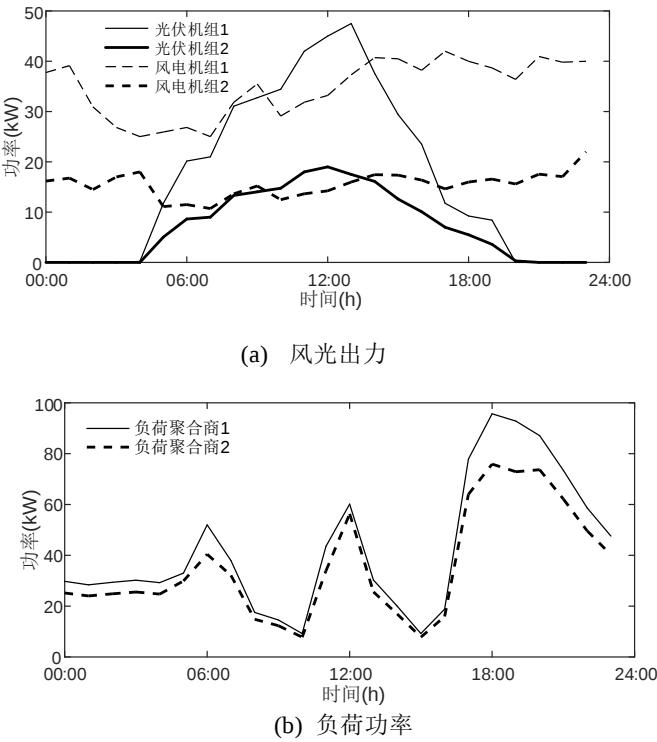
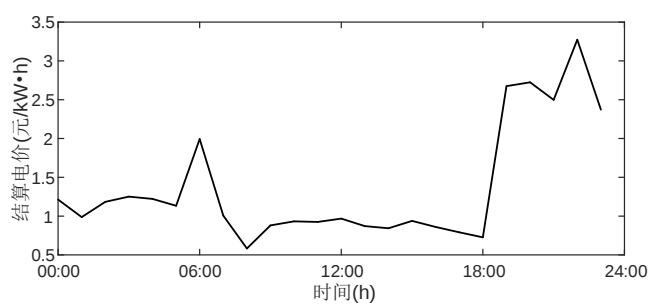
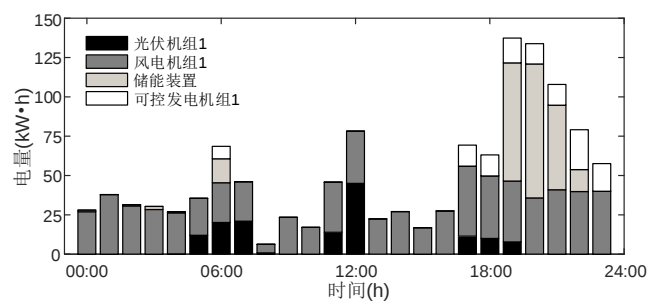


图 C1 风光出力和负荷功率日前预测

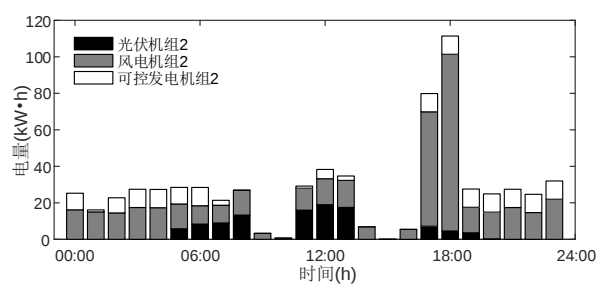
Fig.C1 Day-ahead prediction of wind and photovoltaic output and load power



(a) 负荷聚合商结算电价



(b) 微电网发电商 1 结算电量



(c) 微电网发电商 2 结算电量

图 C2 算例 3 的市场结算结果

Fig.C2 Market settlement results of Case 3

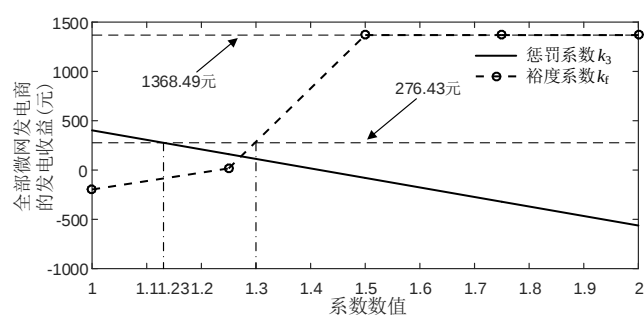


图 C3 k_3 和 k_f 对于全部微电网发电商发电收益的灵敏度

Fig.C3 Sensitivity of k_3 and k_f to generation profits of all microgrid generation companies