售电市场环境下并网型微电网的电源配置及优化运行

李振坤,何 凯,路 群,符 杨 (上海电力大学 电气工程学院,上海 200090)

摘要:随着我国售电市场逐渐放开以及微电网的相关政策更加完善,并网型微电网得到重视与发展。研究了 售电市场环境下具备售电资质的微电网内部电源的优化配置问题,优化计算微电网申请的最佳配变容量,建 立计及微电网系统投资及运行效益的经济成本模型。鉴于市场环境下微电网的运行更为灵活,通过长时间 时序仿真方法对并网型微电网的运行状态进行模拟,仿真过程中考虑输配电价及现货市场中购售电价格的 实时变化,并基于微电网内微源出力及负荷的预测结果,采用一种日前和实时两级市场交易的运行策略对并 网微电网的运行成本及效益进行有效评估。基于某地的风、光、荷数据,对所提模型及算法进行仿真,求解得 到微电网在不同运营策略下各类微源及配变容量的最佳配置结果,并计算评估并网型微电网在不同售电用 户数下投资收益率的变化情况。

关键词:售电市场;并网型微电网;优化配置;时序仿真;输配电价 中图分类号:TM 73;F123.9 文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.201909042

0 引言

微电网作为一种集合分布式电源(DG)、储能、 用电负荷、能量管理系统、配电设施、监控与保护装 置的小型发配用电系统,其在促进DG就地消纳以 及建立安全、清洁、高效的能源体系方面发挥着重要 的作用,得到了高度重视与发展^[1]。同时,在售电放 开背景下,微电网的运营及电能交易模式发生了一 定的改变,其可组建售电公司开展售电业务^[2]。因 此,在新环境下微电网内电源及配变容量的优化配 置将显著影响其运营效益,具有重要的研究价值。

目前,国内外学者在微电网容量优化配置方面 已开展了大量的研究工作,并取得了一定的研究成 果。针对独立运行的微电网容量配置问题,相关文 献分别从供电可靠性、经济性及不同控制策略等角 度进行了研究分析。文献[3-4]建立了以独立微电 网系统等年值成本最小作为优化目标的数学模型, 并在优化过程中充分考虑了系统的供电可靠性。文 献[5-6]考虑不同的控制策略会对微电网的运行工 况产生较大的影响,因此从控制策略角度优化独立 型微电网的容量配置。文献[7]将经济性、供电可靠 性、环境效益三者作为主要目标,并通过Pareto算法 获取独立型风光柴储微电网的最优解集。上述研究 主要针对孤岛运行的微电网,由于没有与外界电网 的交互,其规划配置相对较为简单。对于并网运行

收稿日期:2018-11-22;修回日期:2019-07-27

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51407113);上海绿色 能源并网工程技术研究中心项目(13DZ2251900)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51407113) and Shanghai Engineering Research Center of Green Energy Grid-connected Technology(13DZ22-51900)

的微电网而言,在优化各时刻微电源出力的同时还 要考虑其与外电网的交互功率,因此针对微电网运 行成本的计算变得较为复杂。文献[8-9]通过从不 同季节选取多个典型日,计算日运行成本,进而将其 等效转换为年运行成本。文献[10]通过拉丁超立方 采样方法对历史年数据进行处理后得到8760个场 景,然后将其进行缩减获得具有代表性的M个数据 场景,最后基于这M个场景的优化结果等效计算得 到年运行成本。但是,以上文献通过典型日及典型 场景等效的方法不能很好地模拟微电网的真实运行 情况,从而无法正确评估微电网的运行成本及效益, 难以获取最优的微电网容量配置方案。此外,相关 文献还从商业运行模式角度对并网型微电网进行研 究。文献[11]在借鉴分布式光伏运营模式的基础 上,提出并网型微电网"自发自用,余电上网"和"全 部上网,统购统销"2种商业运营模式。文献[12]综 合考虑了不同运营主体的收益及成本,并仿真得到 了最优的运营模式,即由分布式发电商进行电源投 资,由电网企业负责用户配电网或微电网的运行、维 护和售电的运营模式。

本文首先探讨了售电放开后以电力用户为投资 主体的微电网商业运行模式,该模式下微电网可作 为售电公司,既可在电力交易中心参与日前与实时 购售电交易,也可向微电网外部的用户开展售电业 务;然后,从经济性角度出发建立了以风光储和配变 容量为优化变量的优化配置数学模型;在微电网的 年运行效益的计算过程中,本文采用了年时序仿真 法,基于日前和实时两级市场交易模式对微电网内 8760h的经济运行效益进行仿真计算,全面考虑了 一年内各随机电源出力及市场购电价格的波动性, 并反映了运行策略对运行成本的影响;最后基于上 海当前的输配电价与售电电价政策,对微电网在不同运营模式下的配置方案进行优化及评估,为售电改革后微电网投资商的容量及投资规划提供一定的参考与借鉴意义。

1 售电放开后微电网的商业运行模式

2017年7月国家发改委出台了《推进并网型微 电网建设试行办法》^[2],该文件指出:微电网运营主 体在具备售电公司准入条件、履行准入程序后,作为 拥有配电网经营权的售电公司开展售电业务。在该 背景下,微电网可组建售电公司,具备向外部用户进 行售电的资质,售电电价可以通过双方自主协商确 定^[13]。基于上述文件,本文研究所假设的微电网商 业运行模式如图1所示,电力市场主体由发电商、输 配电公司、微电网(售电公司)和电力用户组成,并通 过电力交易中心进行校核与结算。

在图1所示的电力市场环境下,微电网可由内部DG发电,也可从发电商购电,购电时除了支付购买电能时的电量电价外,还需要分别向输电与配电公司缴纳输电、配电费用。根据2016年国家发改委颁布的《省级电网输配电价定价办法(试行)》^[14]以及当前上海市执行的输配电价情况^[15],输配电价采用两部制计费模式,即电度电价与变压器容量基本电价两部分,不同的电压等级具有不同的电度电价,电压等级越高则输配电费用越低。变压器容量的基本电价有2种计费方法:一种方法是按用户负荷或DG并网的"最大需量计费",该方法下用户按其每月向电网企业申报的合同最大需量缴费;另一种方法是按"变压器容量计费",根据用户申请安装的变压器容量计算^[16-17]。

当微电网从发电厂购电时,双边可直接交易,也 可通过现货市场交易,鉴于微电网的容量较小,且负 荷需求波动性较大,其与发电商直接签订长期购电 合同存在困难,因此本文按现货市场的交易模式模 拟仿真微电网的运行。现货市场包括日前市场与实 时市场,在日前市场中微电网基于未来一天内的微 电源出力与负荷预测情况参与日前市场交易,初步 实现微电网系统内部的电量平衡;在日内实时市场, 微电网通过实时市场交易来平衡日前预测产生的误差,确保内部电量平衡。

售电放开后,微电网的售电方式发生改变,微电 网内的富余电量能与外部的周边电力用户签订用电 双边协议直接售电,即如图1中所示向外部用户售 电。当微电网为外部用户供电需经配电公司的配电 网络时,需向配电公司支付"过网费",该费用按用户 接入电压等级对应的输配电价扣减微电网为用户供 电时所涉最高电压等级的输配电价进行核算^[18]。

2 并网型微电网电源优化配置模型

2.1 目标函数

微电网系统内储能及 DG 设备的购置成本 $C_{\text{DC}}^{\text{inv}}$ 和设备维护成本 $C_{\text{DC}}^{\text{onc}[8]}$ 的计算式分别如式(1)和式(2)所示。

$$C_{\rm DG}^{\rm inv} = \sum_{i=1}^{N_{\rm S}} C_{\rm DGi}^{\rm inv} f_{\rm r} = \sum_{i=1}^{N_{\rm S}} (C_{\rm DGi}^{\rm init} + n_{\rm DGi} C_{\rm DGi}^{\rm rep}) S_{\rm DGi} f_{\rm r} \quad (1)$$
$$C_{\rm DG}^{\rm om} = \sum_{i=1}^{N_{\rm S}} C_{\rm DGi}^{\rm om} S_{\rm DGi} \quad (2)$$

其中, N_s 为储能及DG设备的总数量; C_{DGi}^{inv} 为设备i的 投资成本; C_{DGi}^{init} 、 C_{DGi}^{rep} 分别为设备i单位容量的初始购 置成本和置换成本; S_{DGi} 为设备i的容量; n_{DGi} 为规划 期内设备i的置换次数; C_{DGi}^{om} 为设备i单位容量的年 维护成本; f_r 为资金回收系数,用于将初始投资总成 本折算为等年值成本,计算式见式(3)。

$$f_{\rm r} = \frac{r(1+r)^{L_{\rm MG}}}{(1+r)^{L_{\rm MG}} - 1}$$
(3)

其中,r为贴现率;L_{MG}为微电网的规划年限。 2.1.2 微电网系统DG发电成本及补贴收益

微电网系统内DG发电成本的计算模型如下:

$$C_{\rm DG}^{\rm oper} = \sum_{i=1}^{8\,760} \sum_{i=1}^{N_{\rm DG}} c_{\rm DGi}(t) P_{\rm DGi}(t)$$
(4)

其中, N_{DG} 为DG设备的总数量; $c_{DGi}(t)$ 为DG设备i在 时段t单位电量的发电成本; $P_{DGi}(t)$ 为DG设备i在 时段t的出力值。

考虑到目前我国对新能源发电给予相应的补





贴,因此微电网获得的补贴收益模型如下:

$$B_{\rm sub} = \sum_{t=1}^{8.760} \sum_{i=1}^{N_{\rm DG}} P_{\rm DGi}(t) c_{\rm DGi}^{\rm sub}$$
(5)

其中, c^{mb}_{DG} 为 DG 设备 *i* 发出单位电量给予的补贴 电价。

2.1.3 现货市场中的购电成本及售电收益

现货市场包括日前与实时市场,并网型微电网 系统可根据负荷及内部DG发电的预测情况,日前 确定购售电计划,并通过日内实时市场将功率预测 误差补齐,实时保障供需平衡。基于日前和日内两 级现货市场,微电网系统的交易成本(包含电量成 本、变压器容量成本和输配电成本)和售电收益的计 算过程如下。

(1)日前市场的收益计算模型。

$$P_{\rm grid}^{\rm dh}(t) = \sum_{i=1}^{N_{\rm DG}} P_{\rm DG}^{\rm dh}(t) + P_{\rm ESS}^{\rm dh}(t) - (P_{\rm Lin}^{\rm dh}(t) + P_{\rm Lout}^{\rm dh}(t)) \quad (6)$$

$$B_{\rm dh} = \sum_{t=1}^{8\,760} k_{\rm grid}^{\rm dh}(t) P_{\rm grid}^{\rm dh}(t)$$
(7)

$$k_{\rm grid}^{\rm dh}(t) = \begin{cases} c_{\rm price}^{\rm dh}(t) & P_{\rm grid}^{\rm dh}(t) > 0\\ c_{\rm price}^{\rm dh}(t) + c_{\rm gridline} & P_{\rm grid}^{\rm dh}(t) < 0 \end{cases}$$
(8)

其中, $P_{grid}^{dh}(t)$ 为基于日前预测的DG出力 $P_{DGi}^{dh}(t)$ 和 负荷值 $P_{Lin}^{dh}(t) + P_{Lout}^{dh}(t)$ 通过在日前优化储能的出力 $P_{Ess}^{dh}(t)$ 后,计算得到的时段t微电网与外网的交互功 率,该值大于0表示微电网向电网售电,反之表示在 日前市场进行购电交易; B_{dh} 为一年内该微电网在日 前市场的总收益; $k_{grid}^{dh}(t)$ 为与外网功率交互时时段t的日前售电或购电电价; $c_{price}^{dh}(t)$ 为时段t日前市场的 电力交易电价; $c_{gridline}$ 为微电网从外网购电时计算过 网费所用的输配电价。

(2)日内实时市场的收益计算模型。

$$P_{\text{grid}}^{\text{real}}(t) = \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}i}} P_{\text{DG}i}^{\text{real}}(t) + P_{\text{ESS}}^{\text{real}}(t) - (P_{\text{Lin}}^{\text{real}}(t) + P_{\text{Lout}}^{\text{real}}(t)) \quad (9)$$

$$P_{\text{grid}}^{\text{rt}}(t) = P_{\text{grid}}^{\text{real}}(t) - P_{\text{grid}}^{\text{dh}}(t)$$
(10)

$$B_{\rm rt} = \sum_{t=1}^{8700} k_{\rm grid}^{\rm rt}(t) P_{\rm grid}^{\rm rt}(t)$$
(11)

$$k_{\text{grid}}^{\text{rt}}(t) = \begin{cases} c_{\text{price}}^{\text{rt}}(t) & P_{\text{grid}}^{\text{rt}}(t) > 0\\ c_{\text{price}}^{\text{rt}}(t) + c_{\text{gridline}} & P_{\text{grid}}^{\text{rt}}(t) < 0 \end{cases}$$
(12)

其中, $P_{grid}^{real}(t)$ 为时段 t 微电网与外网的实际交互功 率; $P_{grid}^{r}(t)$ 为时段 t 微电网与外网的实际交互功率 $P_{grid}^{real}(t)$ 与日前计划交互功率 $P_{grid}^{th}(t)$ 的差值; B_{n} 为一 年内该微电网系统在实时市场的总收益; $k_{grid}^{rt}(t)$ 为 与外网功率交互时时段 t 的实时售电或购电电价; $c_{mine}^{rt}(t)$ 为时段 t实时市场的电力交易电价。

(3)与外网功率交互过程中变压器的容量成本。

$$C_{\rm cap} = \sum_{m=1}^{M} c_{\rm cap} \gamma P_{\rm max}^{m}$$
(13)

$$C'_{\rm can} = Mc'_{\rm can} \gamma P_{\rm max} / \cos \varphi \tag{14}$$

其中, C_{cap} 和 C'_{cap} 分别为按"最大需量计费"和"变压 器容量计费"模式时一年内变压器总的容量成本,本 文将根据微电网与外网的实际交互功率情况来确定 合适的计费模式; c_{cap} 为"最大需量计费"模式的单位 电价,单位为元/(kW·h·月); c'_{cap} 为按"变压器容量 计费"模式的单位电价,单位为元/(kV·A·月); P^{max}_{max} 为第m月内与外网交互有功功率预测值的最大值; P_{max} 为一年内与外网交互有功功率预测值的最大值;M为仿真周期包含的月份数,本文的仿真周期为 1 a,所以M=12; γ 为大于1的裕度系数,用于保障变 压器容量满足与外网的功率交换需求; $\cos \varphi$ 为变压 器的功率因数。

2.1.4 微网内部负荷的供电收益及向外部售电的 收益

当微电网售电给周边用户时,按照双方协定电价向外部用户收取售电费用,若在向外部用户售电过程中需经配电公司所经营的网络,则需要向配电公司缴纳"过网费"。微电网的售电收益 B_{Lout}表示如下:

$$B_{\text{Lout}} = \sum_{t=1}^{8760} P_{\text{Lout}}(t) (c_{\text{Lout}}^{\text{price}}(t) - c_{\text{Loutline}})$$
(15)

其中, $c_{Lout}^{price}(t)$ 为时段t微电网对外部用户负荷的售电 电价; $P_{Lout}(t)$ 为时段t的外部用户负荷值; $c_{Loutline}$ 为向 外部用户供电时所需承担的配电电价。

对于微电网为内部负荷供电的收益,本文按照 相较于无微电网时所节省的购电成本计算,具体 如下:

$$B_{\rm Lin} = \sum_{t=1}^{8\,760} P_{\rm Lin}(t) c_{\rm Grid}^{\rm price}(t)$$
(16)

其中, $P_{\text{Lin}}(t)$ 为时段t微电网的内部负荷值; $c_{\text{Grid}}^{\text{price}}(t)$ 为时段t电力公司的售电电价。

2.1.5 售电环境下并网型微电网系统的年收益模型 本文以微电网系统的年收益最大化作为微电网 电源配置及运行的优化目标,模型如下:

$$C_{\rm cap} - C_{\rm DC}^{\rm inv} - C_{\rm DC}^{\rm om} - C_{\rm DG}^{\rm oper}$$
(17)

2.2 约束条件

2.2.1 系统运行功率平衡约束

微电网系统的有功功率平衡约束为:

$$\sum_{i=1}^{n_{DG}} P_{DGi}(t) + P_{ESS}(t) + P_{grid}^{real}(t) - P_{Lin}(t) - P_{Lout}(t) = 0 (18)$$

<

微电网与外网的交互功率约束为:

$$\left| P_{\rm grid}^{\rm real}(t) \right| < P_{\rm T} \tag{19}$$

其中, P_{T} 为微电网可与外网交互的最大有功功率,若 微电网选择按"最大需量计费"模式,则 $P_{T} = \gamma P_{max}^{m}$ 且 该值每月都需进行调整;若选择按"变压器容量计 费"模式,则 $P_{T} = \gamma P_{max} / \cos \varphi$ 且一年内不进行调整。 2.2.2 微源与储能设备出力约束

微源设备的输出功率应小于其装机容量,且风、 光类电源的出力还将受到天气情况等因素的影响。

$$P_{\mathrm{DG}i}^{\min}(t) \leq P_{\mathrm{DG}i}(t) \leq P_{\mathrm{DG}i}^{\max}(t)$$

$$(20)$$

其中, *P*^{min}_{DGi}(*t*)、*P*^{min}_{DGi}(*t*)分别为设备*i*出力的上、下限。 对于储能设备而言, 其还将受到荷电状态(SOC)的 约束^[8], 本文不再详细展开。

2.2.3 微源与储能设备最大装机容量约束

考虑到受实际场地、微电网投资金额等因素的 限制,微电源的装机容量有时也会受到约束,即:

$$S_{\mathrm{DG}i} \leq S_{\mathrm{DG}i}^{\mathrm{max}} \tag{21}$$

其中,Smax为微电网内设备i的装机容量上限。

3 并网型微电网系统的优化运行及时序 仿真

当确定微电网的容量配置方案后,为了有效地 评估该方案的运行成本及效益,本文在全面考虑一 年内各随机电源出力及市场电能交易价格波动性的 基础上,基于日前和实时两级市场交易模式,采用年 时序仿真法对微电网内8760h的经济运行成本进 行仿真计算。

3.1 基于日前市场电力交易的优化运行

微电网日前优化运行策略主要基于日前对各微 源及负荷的预测数据、日前市场的购售电价格,通过 调节储能充放电功率来优化确定微电网未来一天内 各时段在日前交易市场中的购售电计划。

本文在日前对各时段储能充放电的优化过程将 分4个步骤完成,当上一步骤中储能在部分时段进 行充放电后,受储能自身特性的影响,下一步骤中储 能变流器PCS(Power Conversion System)在该时段剩 余最大可充放电功率、后续时段的SOC将发生变化, 故在进行下一步骤充放电优化前需根据上一步骤的 优化结果对相关参数进行更新。具体过程如下。

(1)基于外网交互功率约束的储能充放电优化。

当外网交互功率逼近变压器的有功传输限值 P_T时,通过储能充放电来避免交互功率越限,具体调整 方法如下:

 $P_{\rm ESS1}(t) =$

$$\begin{cases} \min \left\{ P_{\text{load}}^{\text{net}}(t) - P_{\text{T}}, P_{\text{PCS}}(t) \right\} & P_{\text{load}}^{\text{net}}(t) > P_{\text{T}} \\ -\min \left\{ \left| P_{\text{load}}^{\text{net}}(t) + P_{\text{T}} \right|, P_{\text{PCS}}(t) \right\} & P_{\text{load}}^{\text{net}}(t) < -P_{\text{T}} \end{cases}$$

$$(22)$$

$$P_{\text{load}}^{\text{net}}(t) = P_{\text{Lin}}(t) + P_{\text{Lout}}(t) - \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} P_{\text{DG}i}(t)$$
 (23)

其中, $P_{\text{load}}^{\text{net}}(t)$ 为时段t的净负荷; $P_{\text{PCS}}(t)$ 为开始优化时时段t储能 PCS的最大可充放电功率。

(2)基于风光富余电量的储能充放电优化。

经过步骤(1)储能在部分时段进行充放电后,相 关时段储能 PCS 的剩余最大可充放电功率、SOC 以 及净负荷值均发生变化,故先对其进行更新,然后再 优化风光富余电量。更新过程的公式如下:

$$P_{\text{load}}^{\text{net2}}(t) = P_{\text{load}}^{\text{net}}(t) - P_{\text{ESS1}}(t)$$
(24)

$$P_{\text{PCS2}}(t) = P_{\text{PCS}}(t) - \left| P_{\text{ESS1}}(t) \right|$$
(25)

$$\operatorname{SOC}_{\mathrm{R}}(t) = \operatorname{SOC}(t) + \sum_{s=1}^{t} P_{\operatorname{ESS1}}(s) \Delta t / E_{\operatorname{ESS}}$$
(26)

其中, $P_{load}^{net2}(t)$ 、 $P_{PCS2}(t)$ 、SOC_R(t)分别为基于步骤 (1)的储能充放电优化结果,更新得到的进行步骤 (2)时时段t的净负荷、PSC剩余最大可充放电功率 和SOC值; E_{ESS} 为储能容量; Δt 为仿真优化的时间 步长。

首先根据各时段的净负荷值和日前电价情况对 储能充放电的优先级进行排序。当净负荷小于0 时,微电网可向外网供电或向储能充电;反之,微电 网需从外网购电或由储能放电。假设净负荷 $P_{\text{load}}^{\text{net2}}(t) < 0$ 的时段共有 $M_1 \land , P_{\text{load}}^{\text{net2}}(t) > 0$ 的时段共有 $M_1 \land , P_{\text{load}}^{\text{net2}}(t) > 0$ 的时段共有 $N \land , 则 M_1 + N = 24$ 。按微电网的上网电价对 $M_1 \land$ 可 充电时段进行排序并确定储能充电优先级 $i(i=1, 2, \cdots, M_1)$,上网电价越低,则i值越小,储能优先在 该值对应的时段充电;对于 $N \land$ 可放电时段,按微电 网的购电电价将其排序并确定储能放电优先级 $j(j=1, 2, \cdots, N)$,购电电价越高,则j值越小,储能优先在 该值对应的时段放电。

步骤(2)的充放电优化示意图见附录中图A1, 优化流程如下。

a. 当储能在一个可充电时段进行充电优化后, 需在可放电时段按充放电功率平衡原则确定放电计 划。由于有*M*₁个充电优先级,因此储能将进行*M*₁轮 充放电优化,设置初始轮数*k*=1。

b.储能在充电优先级*i*值越小的时段充电时所 花费的经济成本越低(初始值*i*=1),储能在充电优先 级*i*对应时段*i*点的充电功率为:

 $P_{ESS2}^{k}(t_{in}^{i}) = -\min \left\{ P_{PCS2}^{k}(t_{in}^{i}), \left| P_{load}^{net2,k}(t_{in}^{i}) \right| \right\}$ (27) 即取进行第 k 轮优化时时段 t_{in}^{i} 储能 PCS 剩余最大可 充放电功率 $P_{PCS2}^{k}(t_{in}^{i})$ 和净负荷功率 $\left| P_{load}^{net2,k}(t_{in}^{i}) \right|$ 的最 小值。

c.储能在放电优先级 *j* 值越小的时段放电时所带来的 经济效益越好,将时段 *t*ⁱⁿ 的充电功率 *P*^t_{ESS2}(*t*ⁱⁿ)从放电优先级 *j*=1 对应时段 *t*ⁱⁿ 此前,放电功率为此时 PCS 剩余最大可充放电功率、净负荷和时段 *t*ⁱⁿ 的充电功率三者间的最小值,即:

$$P_{\text{ESS2}}^{k}(t_{\text{out}}^{1}) = \min\left\{P_{\text{PCS2}}^{k}(t_{\text{out}}^{1}), \left|P_{\text{load}}^{\text{net2},k}(t_{\text{out}}^{1})\right|, \left|P_{\text{ESS2}}^{k}(t_{\text{in}}^{i})\right|\right\}$$
(28)

d.为了保证储能在每一轮充放电功率平衡,判 断 $P_{ESS2}^{k}(t_{out}^{1})$ 与 $|P_{ESS2}^{k}(t_{in}^{i})|$ 之间的大小,若 $P_{ESS2}^{k}(t_{out}^{1})$ = $|P_{ESS2}^{k}(t_{in}^{i})|$,则进入步骤**e**;若 $P_{ESS2}^{k}(t_{out}^{1})$ < $|P_{ESS2}^{k}(t_{in}^{i})|$, 则进入下一个放电优先级继续放电,令*j=j*+1,时段 t_{out}^{j} 的放电功率如式(29)所示。

$$P_{\text{ESS2}}^{k}(t_{\text{out}}^{j}) = \min\left\{ P_{\text{PCS2}}^{k}(t_{\text{out}}^{j}), \left| P_{\text{load}}^{\text{net2},k}(t_{\text{out}}^{j}) \right|, \\ \left| P_{\text{ESS2}}^{k}(t_{\text{in}}^{i}) \right| - \sum_{s=1}^{j-1} P_{\text{ESS2}}^{k}(t_{\text{out}}^{s}) \right\}$$
(29)

储能在时段*t*^{*i*}_{out}放电后,当时段*t*^{*i*}_{in}的充电功率全 部释放后,进入步骤e;反之,重复步骤d。

e.完成对时段tⁱⁿ充电功率的放电计划后,更新 日内各时段的SOC值,并校验是否越限。若存在越 限现象,则削减时段tⁱⁿ储能的充电功率,将式(27)修 正为式(30),然后返回步骤c重新优化。

$$P_{\text{ESS2}}^{k}(t_{\text{in}}^{i}) = -\min\left\{P_{\text{PCS2}}^{k}(t_{\text{in}}^{i}), \left|P_{\text{load}}^{\text{net2},k}(t_{\text{in}}^{i})\right|\right\} + \Delta \text{SOCE}_{\text{reco}}/\Delta t$$
(30)

若不存在越限现象,则对下一个充电优先级进 行放电计划,令*i=i*+1,当*i>M*₁时,表示已完成*M*₁个充 电优先级充电功率的放电计划,结束步骤(2);反之, 令*k=k*+1,返回步骤b开始下一轮优化,经过上一轮 储能充放电优化后,各时段储能PCS的剩余最大可 充放电功率和净负荷值又发生改变,则对其进行 更新。

综上,完成*M*₁轮充放电优化后,将每一轮的优化结果叠加即得到步骤(2)最终的各时段储能充放电结果:

$$P_{\text{ESS2}}(t) = \sum_{k=1}^{M_1} P_{\text{ESS2}}^k(t)$$
(31)

(3)基于低储高发方式的储能充放电优化。

完成上一步优化后,参照式(25)和式(26)所示 方法更新得到进行步骤(3)时各时段 PCS 的剩余最 大可充放电功率 P_{PCS3}和 SOC。利用储能在低购电电 价时从外网购电进行充电,在高上网电价时向外网 售电而进行放电,实现低储高发获取收益。

a.首先计算该日的购电电价平均值和上网电价 平均值。当该日时段*t*的购电电价低于上网电价平 均值时,储能充电功率为:

 $P_{\text{ESS3}}(t) = -\min \left\{ P_{\text{PCS3}}(t), P_{\text{T}} - \left| P_{\text{load}}^{\text{net}}(t) \right| \right\} \quad (32)$

即取时段t储能PCS的剩余最大可充放电功率和最大可与外网交互功率两者中的较小值。

当该日时段*t*的微电网上网电价高于购电电价 平均值时,储能放电功率为:

$$P_{\text{ESS3}}(t) = \min \left\{ P_{\text{PCS3}}(t), P_{\text{T}} - \left| P_{\text{load}}^{\text{net}}(t) \right| \right\}$$
(33)

b. 校验日内各时段的 SOC 是否越限。若存在 SOC 越上限,则确定最大越限量ΔSOC,储能优先在 购电电价较高的时段削减充电功率 $\Delta SOCE_{ESS}/\Delta t; 反$ 之,储能优先在上网电价较低的时段削减放电功率。

(4)将前3个步骤所得储能出力进行叠加得到 日前储能充放电优化结果,如式(34)所示。

$$P_{\text{ESS}}(t) = P_{\text{ESS}1}(t) + P_{\text{ESS}2}(t) + P_{\text{ESS}3}(t) \qquad (34)$$

3.2 基于实时市场电力交易的优化运行

本文假设负荷、风机和光伏出力的日前预测误 差均服从期望值为0、标准差为10%的正态分布,利 用储能充放电及微电网参与实时市场交易2种手段 平衡误差功率,具体流程如下。

$$P_{\text{load}}^{\text{err}}(t) = P_{\text{load}}^{\text{real}}(t) - P_{\text{load}}^{\text{net}}(t)$$
(35)

其中, $P_{\text{load}}^{\text{real}}(t)$ 、 $P_{\text{load}}^{\text{net}}(t)$ 分别为时段t实际的净负荷、 日前预测的净负荷; $P_{\text{load}}^{\text{err}}(t)$ 为时段t的误差功率。

(1)当时段t的误差功率高于储能在该时段的最 大可调节功率范围时,储能不参与调节,误差功率直 接通过实时市场交易平衡,其成本计算方法如下。

当*P*^{err}_{load}(*t*)>0,即微电网内出现功率缺额时,通 过从实时市场购电来平衡,相应的成本为:

 $C_{\rm rt}(t) = P_{\rm load}^{\rm err}(t) (c_{\rm price}^{\rm rt}(t) + c_{\rm gridline})$ (36)

当*P*^{err}_{load}(*t*)<0,即微电网内出现功率富余时,通 过向实时市场售电来平衡,相应的成本为:

$$C_{\rm rt}(t) = P_{\rm load}^{\rm err}(t) c_{\rm price}^{\rm rt}(t)$$
(37)

(2)当时段t的误差功率在储能可调节功率范围 内时,则分别计算用储能充放电或者采取实时市场 交易平衡误差功率2种调节方式下各自所需的成 本,通过比较两者成本的大小来确定相应的优化 手段。

储能参与误差功率调节所需成本的计算方法如下。

当利用储能参与时段t误差功率调节时,可能导 致该日后续时段(即时段t之后的24-t个剩余时段) 的储能出力若按照原先日前优化出力计划方案执 行,会出现部分时段储能SOC越限的现象,因此本文 根据日前优化策略对该日后续剩余时段的储能充放 电功率进行重新优化,这样既可避免储能参与误差 功率调节后部分时段出现SOC越限情况的发生,也 可以使得储能在剩余时段中以经济效益最大为目标 进行充放电,最终得到储能在时段t参与误差调节后 剩余时段的出力计划,相应地确定微电网在剩余时 段所需的新运行成本,然后将该值与原先的日前优 化结果下的运行成本进行比较,两者的差值 $\Delta C(t)$ 即为储能参与误差功率调节所需要的成本, $\Delta C(t)$ 可能为正值,也可能为负值,计算公式如下:

$$\Delta C(t) = \sum_{i=t}^{24} \left(C_{\text{new}}(i) - C_{\text{old}}(i) \right)$$
(38)

其中, C_{new}(*i*)为储能参与误差调节后, 重新优化方案 下时段*i*的运行成本; C_{old}(*i*)为原先的日前优化方案 下时段*i*的运行成本。 当确定采用储能调节和实时市场交易来平衡误差各自所需的成本后,比较两者的成本大小,若 $\Delta C(t) > C_{r}(t)$,则误差功率利用实时市场进行调节; 反之,误差功率通过储能充放电进行调节。

4 模型求解方法

本文采用遗传算法求解微电网容量配置问题, 以风机、光伏、储能和并网变压器的容量作为遗传算 法的决策变量,并将目标函数作为适应度函数,利用 遗传操作进行循环迭代,最终获取一组使得目标最 优的微电网容量配置结果。遗传算法的参数设置见 附录中表A1。求解流程如图2所示。



Fig.2 Flowchart of solving model

5 算例分析

5.1 原始数据说明

本文以上海某一实际区域为算例展开研究,该 区域的年平均风速约为3.32 m/s,日平均太阳辐照 度约为4.16 kW·h/(m²·d),规划的内部负荷峰值为 216 kW,平均值约为113.9 kW,外部用户属于工商 业负荷,其年最大负荷为199.82 kW,平均值为 79.61 kW,风速、太阳辐照度及内部与外部负荷曲线 见附录中图 A2。各电源设备的相关参数见附录中 表 A2。外部用户的售电电价为在上海电网销售电 价的基础上给予9折优惠,具体见附录中表A3;微电 网系统和外部用户接入的电压等级及过网费见附录 中表 A4。该微电网系统规划过程中的其余相关参 数见附录中表 A5。

目前我国电力现货交易市场正在积极推进中, 本文基于2017年美国PJM电力市场的成交数据^[19], 并参考当前上海市脱硫燃煤标杆电价后对PJM的成 交电价进行适当的调整,使得调整后的日前成交电 价的年平均值接近于脱硫燃煤标杆电价,调整公式 如下:

$$\theta = c_{\text{price}}^{\text{coal}} / c_{\text{price}}^{\text{dh,ave}}$$
 (39)

其中, θ为调整系数; c_{price}为上海市脱硫燃煤标杆电价; c^{dh,ave}为日前市场成交电价的年平均值。

则调整后的日前、实时交易电价为:

$$c_{\text{price}}^{\text{dh}}(t) = c_{\text{price}}^{\text{dh,init}}(t)\theta$$

$$c_{\text{price}}^{\text{rt}}(t) = c_{\text{price}}^{\text{rt,init}}(t)\theta$$
(40)

其中, $c_{\text{price}}^{\text{th,init}}(t)$ 、 $c_{\text{price}}^{\text{th}}(t)$ 分别为调整前、后时段t的日 前交易电价; $c_{\text{price}}^{n,\text{init}}(t)$ 、 $c_{\text{price}}^{n}(t)$ 分别为调整前、后时段 t的实时交易电价。

5.2 优化配置结果及分析

5.2.1 不同运营方案下的微电网优化配置结果

针对本文算例数据,通过仿真得到微电网在不 同运营方案下的容量配置和运行成本,结果分别见 表1和表2。其中,方案1为在进行微电网规划时仅 考虑内部负荷,方案2在考虑内部负荷的基础上还 向外部用户售电。同时,鉴于目前变压器容量基本 电价除了按"变压器容量计费"外,还可按"最大需量 计费",为了确定该微电网最佳的变压器计费模式, 基于仿真得到微电网每月与外网的最大交互功率 值,确定"最大需量计费"模式下微电网每月需申报 的合同需量,结果见图3。

表1 微电网系统的配置结果

Table 1 Configuration results of microgrid system

方案	风机 容量 / kW	光伏 容量 / kW	储能容量 / (kW•h)	变压器容量 / (kV・A)	等年值收 益 / 万元
1	0	392	218	315	6.7
2	0	560	296	500	10.6

表2 微电网系统的运行成本

Table 2 Operation costs of microgrid system

方案	内外部 用户供电 收入 / 万元	购电时 输配电量 成本 / 万元	外部售电 时过网 费用 / 万元	风光 补贴 / 万元	购电 电量 成本 / 万元	上网 售电 收入 / 万元
1	82.2	16.9	0	24.5	29.2	2.8
2	135.6	28.5	3.6	35.1	47.4	2.1



图3 微电网每月需申报的合同需量



200

由表1可知,该区域的风资源较差,投建风机无 法获取经济收益,因此2种方案下风机的容量配置 均为0。虽然目前储能的购置成本较高,但是通过 配置储能存储风光富余电量可减少输配电成本、购 电成本以及配置的变压器容量,并利用购售电价的 波动性来实现低储高发以获取经济效益,故2种方 案中均配置了一定比例的储能容量。

方案2考虑了对外部用户进行售电,相比于方 案1所增加的光储及变压器容量较小,这主要是因 为增加了一定量的工商业负荷,能有效地消纳微电 网在满足内部负荷后的富余光伏电量,减少上网售 电量,相应地降低了额外对光伏和储能的投资,故微 电网的经济性有所提高。

同时,在补贴政策下,微电网通过光伏发电获得 补贴收入,使得投资运营微电网产生正收益,若不考 虑补贴收入,微电网的年运营收益均出现亏损,说明 当前微电网的发展仍在一定程度上依赖于补贴 政策。

由图3可知,在"最大需量计费"模式下方案1、2 中年变压器容量成本分别为10.65、17.3万元;在"变 压器容量计费"模式下方案1、2优化得到的变压器 容量结果分别为254、463 kV·A,因受变压器容量规 格限制,方案1、2下微电网最终只能分别配置容量 为315、500 kV·A的变压器,年容量成本分别为 10.5、16.8万元。虽然按"最大需量计费"时申报的 功率相对较小,但是其计价成本是变压器容量成本 的4/3,最终在"最大需量计费"模式下支出的成本更 多,因此本文微电网规划过程中选择按"变压器容量 计费"。

为了验证日前与实时两级优化运行策略的有效 性,本文选取仿真过程中典型日的优化结果进行分 析,该典型日的光伏出力、内外部负荷的日前预测曲 线及预测误差曲线见附录中图A3,24h电价数据见 图4(将24h分为24个时段,各时段时长1h),储能 出力、与外网交互功率优化结果分别见图5和图6。

针对日前预测净负荷曲线,根据日前优化运行 策略(如图5所示),储能因受PCS最大充放电功率 及SOC约束的影响,仅在净负荷小于0旦日前上网 电价较低的部分时段进行了充电,使得剩余未消纳







的富余光伏电量能够在上网电价较高的时段出售, 以此提高售电收益:同时,在日前预测净负荷大于0 且日前购电电价较高的部分时段,储能将存储的富 余光伏电量进行释放,使得微电网从外网购电的成 本降低;此外,可以看出图4中22:00的日前购电电 价处于该日上网电价的平均值,微电网进行购电为 储能充电,故图6中时段22微电网与外网的交互功 率高于日前预测净负荷值。

另一方面,针对日前预测误差曲线,根据实时优 化运行策略,在实时购电电价较高或者上网电价较 低的时段,储能参与部分时段预测误差功率的调节, 例如在时段10根据日前优化结果储能不充电,但是 由于该时段的误差功率为正且实时购电电价较高, 储能放电来平衡误差;此外,由图6可知,时段5、6微 电网与外网的交互功率高于日前净负荷值,根据日 前优化结果储能在之前时段已将存储的电能释放 完,无法再参与误差功率的调节,故误差功率只能通 过实时市场购电平衡,使得与外网的交互功率高于 净负荷。

5.2.2 不同外部用户数对微电网配置结果与经济效 益的影响

微电网成立售电公司后可自主选择外部用户数 量为其供电,假设在每户的负荷曲线相同的情况下, 将外部售电用户数从1户逐渐提高至5户,得到微电 网在拥有不同售电用户数时的配置方案和投资收益 率的变化情况,配置结果如图7所示,投资收益率变



化情况如图8所示,投资收益率B_{ROI}的计算公式为:

$$B_{\rm ROI} = \frac{B_{\rm year-get}}{C_{\rm total-inv}} \times 100\%$$
(41)

其中,*B*_{year-get}为微电网的年运行收益;*C*_{total-inv}为微电网系统的初始投资总成本。



图7 不同售电用户数下微电网的配置结果

Fig.7 Configuration results of microgrid under different numbers of electricity selling users





由图 8 可知,当售电用户数为从 0 增加至 1 户时,微电网的投资收益率有所提升,达到 11.8%,这 主要是因为增加一定量的工商业负荷能有效消纳微 电网在满足内部负荷后的富余光伏电量,提高了对 光伏的利用效率,相应减少了利用储能来提高光伏 消纳能力和降低购电成本,因此微电网向单个用户 售电后,其在无售电用户配置结果的基础上所额外 增加的光储及配电变压器容量较小,所以图 7 中用 户数由 0 至 1 户这段曲线的斜率较小,微电网的经济 性有所提高。

当售电用户数从1户继续增加时,微电网的投 资收益率开始下降,这是因为单个用户的工商业负 荷已能有效消纳满足内部负荷后的富余光伏电量, 继续增加外部用户负荷后,无法再进一步利用消纳 内部富余光伏电量来提升经济效益;同时,当外部负 荷量增加时,微电网对光伏与储能的配置容量也将 大幅增加,相应的变压器容量配置结果也较大,图7 中表现为曲线斜率相比用户数由0增加至1户这段 曲线的斜率较陡,微电网的系统投资成本增加较多。 因此,虽然增加售电用户数能获得较高的售电收入, 但是相应的微电网投资与运行成本也大幅提高,最 终使得收益率稍有所下降。上述结果说明了在不考 虑内部负荷的情况下,单独投资微电网对外部用户 开展售电将无法产生经济效益。

6 结论

本文主要基于目前的售电放开环境,重点研究 了微电网在具备售电资质与参与电力市场交易模式 下的电源和配变容量优化配置问题,并提出了一种 日前与实时两级市场交易的优化运行策略来有效计 算微电网的运行效益。最后通过算例分析讨论微电 网在不同售电用户数下的投资收益率和配置方案的 变化情况。结果表明:售电放开后,在当前的输配电 价、售电电价和光伏发电补贴下,微电网在选择合适 的外部用户后,由于为外部负荷供电可以有效消纳 微电网在满足内部负荷后的富余光伏电量,相应可 减少因外部负荷所需额外增加投资的光储与配电变 压器容量,进而在一定程度上提高了微电网的经济 效益。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1]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.
 YANG Xinfa,SU Jian,LÜ Zhipeng, et al. Overview on microgrid technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1):57-70.
 [2] 国家华展业基本 国家绘画员 推进美国刊微电网建设过行机。
- [2] 国家发展改革委,国家能源局.推进并网型微电网建设试行办 法[EB / OL]. (2017-07-17)[2018-07-24]. http://www.ndrc. gov.cn / zcfb / zcfbtz / 201707 / t20170724_855213.html.
- [3] 王晶,陈江斌,東洪春.基于可靠性的微网容量最优配置[J]. 电力自动化设备,2014,34(4):120-127.
 WANG Jing, CHEN Jiangbin, SHU Hongchun. Microgrid capacity configuration optimization based on reliability[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(4):120-127.
- [4] 江全元,石庆均,李兴鹏,等.风光储独立供电系统电源优化配置[J].电力自动化设备,2013,33(7):19-26.
 JIANG Quanyuan,SHI Qingjun,LI Xingpeng,et al. Optimal configuration of standalone wind-solar-storage power supply system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(7): 19-26.
- [5]陈健,王成山,赵波,等.考虑不同控制策略的独立型微电网优 化配置[J].电力系统自动化,2013,37(11):1-6.
 CHEN Jian, WANG Chengshan, ZHAO Bo, et al. Optimal sizing for stand-alone microgrid considering different control strategies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37 (11):1-6.
- [6]刘梦璇,郭力,王成山,等.风光柴储孤立微电网系统协调运行 控制策略设计[J].电力系统自动化,2012,36(15):19-24.
 LIU Mengxuan,GUO Li,WANG Chengshan, et al. A coordinated operating control strategy for hybrid isolated microgrid including wind power, photovoltaic system, diesel generator, and battery storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012,36(15):19-24.
- [7] DUFO-LÓPEZ R, BERNAL-AGUSTÍN J L, YUSTA-LOYO J M, et al. Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV-wind-diesel systems with batteries storage[J]. Applied Energy, 2011, 88(11):4033-4041.
- [8] 陈健,赵波,王成山,等.不同自平衡能力并网型微电网优化配 置分析[J].电力系统自动化,2014,38(21):1-6,18.

CHEN Jian, ZHAO Bo, WANG Chengshan, et al. Optimal sizing analysis on grid-connected microgrid with different selfbalancing capabilities [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(21): 1-6, 18.

- [9] 黄弦超. 计及可控负荷的独立微网分布式电源容量优化[J].
 中国电机工程学报,2018,38(7):1962-1970,2211.
 HUANG Xianchao. Capacity optimization of distributed generation for stand-alone microgrid considering controllable load
 [J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(7):1962-1970,2211.
- [10] 薛美东,赵波,张雪松,等.并网型微网的优化配置与评估[J]. 电力系统自动化,2015,39(3):6-13.
 XUE Meidong, ZHAO Bo, ZHANG Xuesong, et al. Integrated plan and evaluation of grid-connected microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(3):6-13.
- [11] 窦晓波,袁简,吴在军,等.并网型风光储微电网容量改进优化 配置方法[J].电力自动化设备,2016,36(3):26-32.
 DOU Xiaobo,YUAN Jian,WU Zaijun, et al. Improved configuration optimization of PV-wind-storage capacities for grid-connected microgrid [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016,36(3):26-32.
- [12] 李蕊. 基于不同商业运营模式的分布式电源/微电网综合效 益评价方法[J]. 电网技术,2017,41(6):1748-1758.
 LI Rui. Comprehensive benefit evaluation method of distributed generation/microgrid projects based on different business models[J]. Power System Technology,2017,41(6):1748-1758.
- [13] 国家发展改革委,国家能源局.关于推进售电侧改革的实施意见[EB/OL]. (2015-11-26)[2018-07-24]. http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201511/t20151130_760016.html.
- [14] 国家发展改革委. 省级电网输配电价定价办法(试行)[EB /

OL]. (2016–12–22)[2018–07–24]. http://www.ndrc.gov.cn/ fzgggz/jggl/zcfg/201701/t20170104_834333.html.

- [15] 国家发展改革委.上海市发展改革委关于上海电网 2017— 2019 年输配电价有关事项的通知[EB / OL].(2017-09-20) [2018-07-24].http://www.shdrc.gov.cn / xxgk / cxxxgk / 32348. htm.
- [16] 供电营业规则[EB/OL]. (2018-03-20)[2018-07-24]. http://www.sheitc.gov.cn/01050220/676988.htm.
- [17] 韩晓娟,王丽娜,高僮,等. 基于成本和效益分析的并网光储微 网系统电源规划[J]. 电工技术学报,2016,31(14):31-39,66.
 HAN Xiaojuan,WANG Lina,GAO Tong,et al. Generation planning of grid-connected micro-grid system with PV and batteries storage system based on cost and benefit analysis [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(14): 31-39,66.
- [18] 国家发展改革委,国家能源局.关于开展分布式发电市场化交易试点的通知[EB/OL].(2017-10-31)[2018-07-24].http://zfxrgk.nea.gov.cn/auto87/201711/t20171113_3055.htm.
- [19] PJM. Hourly real-time & day-ahead LMP[EB/OL]. (2018-01-05)[2018-07-24]. http://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/real-time/monthlylmp.aspx.

作者简介:



李振坤(1982—),男,山东滨州人,副 教授,博士,主要研究方向为配电网规划、运 行分析与控制以及分布式电源并网、微电网 等(E-mail:lzk021@163.com);

何 凯(1993—),男,浙江绍兴人,硕士 研究生,主要研究方向为微电网规划(E-mail: hk0212016@163.com)。

Power configuration and optimal operation of grid-connected microgrid in electricity selling market

LI Zhenkun, HE Kai, LU Qun, FU Yang

(School of Electric Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: With the gradual opening up of China's electricity selling market and the improvement of microgrid related policies, the grid-connected microgrid has been paid attention to and developed. The optimal configuration of power supply sources in the microgrid with the qualification of selling electricity in the market environment is studied, the optimal distribution capacity of microgrid application is optimized and calculated, and the economic cost model is established by taking into account the investment and operation benefit of microgrid system. In view of the more flexible operation of microgrid in the market environment, the operation state of grid-connected microgrid is simulated by the time sequence simulation method. In the simulation process, the transmission and distribution price and the real-time changes of electricity purchasing and selling price in the spot market are considered, and based on the predictive results of microgrid. Based on the wind, photovoltaic and load data of a certain place, the proposed model and algorithm are simulated. The optimal configuration results of various micro-sources and distribution capacity of microgrid under different number of electricity users is calculated and evaluated.

Key words: electricity selling market; grid-connected microgrid; optimal configuration; time sequence simulation; transmission and distribution price



Fig.A1 Schematic diagram of energy storage charging and discharging optimization based on surplus electricity of wind and phovovoltaic





图 A2 风速、太阳辐照度及内部与外部负荷曲线 Fig.A2 Wind speed, solar irradiance, internal and outside load curves

设备	参数	数值
	容量/kW	1
	初始投资/元	12000
光伏阵列	置换成本/元	10200
	年运行管理成本/(元·kW ⁻¹)	30
	寿命/a	20
	容量/kW	1
	初始投资/元	8000
风力发电机	置换成本/元	6800
	年运行管理成本/(元·kW ⁻¹)	50
	寿命/a	20
	容量/(kW·h)	1
	初始投资/元	800
	置换成本/元	680
	年运行管理成本/[元·(kW·h ⁻¹)]	20
茶中沖	充放电效率	0.88
台电他	SOC 范围	0.2~0.95
	自放电率/%	0.1
	初始 SOC	0.5
	放电倍率	0.25
	寿命/a	5

表 A2 各类电源的相关费用 Table A2 Related cost of each kind of power supply

表 A3 工商业用户电价

Table A3 Electricity price of industrial and commercial users

季节	时段	电价/ [元·(kW·h ⁻¹)]	季节	时段	电价/ [元·(kW·h ⁻¹)]	
	08:00-11:00, 18:00-21:00	1.1268	夏季	08:00-11:00, 13:00-15:00, 18:00-21:00	1.1268	
北百禾	06:00—08:00, 11:00—18:00, 21:00—22:00	0.7038 0.3330		06:00-08:00, 11:00-13:00,	0.7038	
十支子				15:00-18:00, 21:00-22:00		
	22:00 至次日 06:00			22:00 至次日 06:00	0.3330	

表 A4 微电网与外部用户接入的电压等级及过网费

Table A4 Voltage level of access to microgrid and external users and wheeling cost

微电网系统接入 的电压等级/kV	外部用户接入的 电压等级/kV	微电网向外部用户供电时所经过的 输配电网络的最高电压等级/kV	微电网购电时的 过网费/ [元·(kW·h ⁻¹)]	微电网向外部用户 售电时的过网费/ [元·(kW·h ⁻¹)]
10	0.38	10	0.2782	0.0513

表 A5 微电网系统规划过程中的相关参数

Table A5 Related parameters in planning process of microgrid system

参数	取值
微电网系统的规划年限/a	25
贴现率/%	7
资金回收系数	0.0858
新能源发电补贴/[元·(kW·h-1)]	0.55
变压器功率因数	0.9
变压器容量裕度系数 γ	1.2
上海市脱硫燃煤标杆电价/[元·(kW·h-1)]	0.4155



图 A3 典型日的光伏出力、内外部负荷的日前预测曲线及预测误差曲线 Fig.A3 Day-ahead forecasting and prediction error curves of PV output power and internal and external load on typical day