

含有电力弹簧的微电网能量优化模型

赵志宇¹,汪可友¹,李国杰¹,江秀臣¹,顾臻²

(1. 上海交通大学 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室,上海 200240;
2. 国网上海市电力科学研究院,上海 200051)

摘要:提出一种含有电力弹簧的微电网能量优化模型。考虑电力弹簧作为微电网负荷调节的一种媒介,根据非关键负荷特性建立智能负荷的调节模型。根据风电出力 and 多种负荷预测曲线,对该能量优化模型进行分析计算;定量分析电力弹簧在计及储能充放电成本、弃风成本、电力弹簧设备折旧成本和负荷调节补贴的微电网能量优化中的作用。算例和仿真结果验证了所提能量优化模型的正确性和有效性。

关键词:微电网;电力弹簧;充放电成本;弃风成本;能量优化模型

中图分类号:TM 761

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.201909035

0 引言

可再生能源 RES(Renewable Energy Source)的应用是缓解能源危机的有效途径之一,微电网是有效进行分布式电源 DG(Distributed Generator)大规模多点分散接入并对其进行有效利用的重要平台。但是可再生能源内在的间歇性和不稳定性增大了微电网中信息流和能量流的管控难度,对微电网造成了一系列诸如电压跌落、频率波动等问题。为了安全经济地利用新能源,需要进一步研究微电网能量优化和管理。当前能量优化研究集中于计及不同源、荷种类的能量优化策略^[1-2]和新型能量管理方法^[3-4],但是已有的考虑需求侧响应的能量优化模型未能涵盖不断产生的新型负荷侧调节媒介和手段。

减小可再生能源发电量与用电量差额的途径包括电力负荷调度^[5]、用电器开关控制^[6]以及用户侧微电网能量管理方法^[3-4]等。在微电网负荷智能化程度不断提升的大背景下,挖掘负荷特性、对多种负荷进行运行控制和能量管理成为微电网能量优化的着眼点。

微电网中对电能质量要求较高的负荷一般称作关键负荷 CL(Critical Load),其几乎不接受调节,比如医疗设备、涉及微电网区域安全的监控和通信设备。可以在较宽的电压范围内运行的负荷称作非关键负荷 NL(Non-critical Load),主要包括2类:第一类近似纯阻性,功率因数为0.99左右,比如电热负荷和不重要的照明;第二类为阻感性负荷,比如固体蓄热式电炉^[7]热效率高达95%以上,功率因数为0.8左

右,在推行峰谷电价和大量可再生能源并网的地区,可以在低谷电价时段工作或者积极消纳可再生能源,储存热能供其他时段使用,在负荷峰谷差较大的地区或者弃风、弃光率偏高同时需要大量供暖的西北、东北地区具有广阔的应用前景。

香港大学的许树源教授于2012年开创性地提出电力弹簧 ES(Electric Spring)的概念和原理^[8]。ES的核心装置是逆变器和直流侧电容或电池,应用ES的方式是将ES与非关键负荷串联,整体称为智能负荷 SL(Smart Load),再与关键负荷并联。ES通过调整非关键负荷的用电量实现能量缓冲作用,维持关键负荷的电压稳定,可以使得用电量主动跟踪发电量。ES使得用电负荷智能化,积极与可再生能源、储能系统和微电网运营商互动,以形成多赢的局面,在智能电网的大背景下具有一定的意义。

ES内部的基本结构经历了从第一代ES-1^[8]、第二代ES-2^[9]、背靠背ES^[10]到多种新型ES拓扑^[11-12]的发展。ES-1具有无功调节的能力,用以稳定关键负荷的电压^[13]。ES-2在逆变器直流侧加装小型储能,具备有功调节能力,可以调节总体负荷的功率因数、大小等,大幅提高了负荷的智能化水平。文献[14]对智能负荷的负荷特性进行分析,对比纯阻性、阻感性、阻容性和恒功率的非关键负荷加装ES-1后形成的智能负荷的稳态运行特性,包括非关键负荷的电压、智能负荷的有功需求与ES电压的关系。当前对ES在微电网中应用的研究主要集中在多种控制策略^[12-13,15-17],而较少关注ES在微电网能量优化中的应用。

含有ES的微电网能量优化相较于传统微电网能量优化的特殊性体现在:ES为有高可靠用电需求的关键负荷提供保障,保障费用成为微电网运营商的额外收益;智能负荷同时具有向上和向下的调节范围,以享有补贴为条件接受ES调节,对于减少储能充放电功率和弃风弃光具有积极意义。

收稿日期:2018-08-05;修回日期:2019-04-19

基金项目:国网总部科技项目(基于电力弹簧的微电网新型运行模式原理、设计与控制技术研究)(52094017000Z)

Project supported by the Science and Technology Program of State Grid Corporation of China(Research on Principle, Design and Control Technology of New Operation Mode of Microgrid based on Electric Spring)(52094017000Z)

基于ES和智能负荷的应用和调节模式,本文提出含有ES的微电网能量优化模型,该模型以经济效益最大化为目标,定量分析ES在计及储能充放电成本、弃风成本、补贴成本和ES折旧成本的微电网能量优化中带来的经济性提升,体现在微电网运营商经济效益、关键和非关键负荷用电需求的“多赢”。算例结果表明本文模型能够实现经济性提升,同时多典型场景验证了本文模型的正确性和有效性。

1 ES的基本原理和运行模式

含有ES的微电网基本拓扑如图1所示。ES与非关键负荷串联形成智能负荷,再与关键负荷并联形成用电小组。常规负荷对电能质量要求适中,可以接受暂时性的电压、频率波动,接受ES调控的意愿一般。

关键负荷在含有较高比例可再生能源接入的微电网中依然有高可靠用电的需求。牺牲非关键负荷的电压质量并非没有代价,非关键负荷能否接受调节一方面取决于自身负荷特性,另一方面还取决于补贴情况和用户意愿。本文对阻感性智能负荷(加装ES-1)的稳态特性进行研究和公式推导,见附录A,得出智能负荷理论有功需求上限如表1所示(表中ES电压 V_a 极大值、智能负荷有功调节上限 P_{smax} 为标么值)。

智能负荷用电量下限由用户的受调节意愿和所在微电网的运行需求共同决定。

本文所指的非关键负荷调控手段区别于现有可调负荷^[5-6],可调负荷包括可中断负荷IL(Interruptible Load)与直接负荷控制DLC(Direct Load Control)负荷。智能负荷同时具有向上和向下的调节空间,可中断负荷和本文未建模的直接负荷控制负荷均只能通过减少用电量来响应能量优化目标。一部分可调负荷和非连续调节的非关键负荷同样可以采用ES作为调控媒介,接受连续调节。

2 含有ES的微电网能量优化模型

本文能量优化模型适用于能够接入ES的低压微电网,面向微电网运营商。本文考虑当微电网自

表1 非关键负荷不同功率因数的比较
Table 1 Comparison of non-critical load with different power factors

功率因数 $\cos \psi$	V_a 极大值	P_{smax}
0.80	-0.750	1.250
0.85	-0.620	1.176
0.90	-0.484	1.111
0.95	-0.329	1.053

身电力不足时运营商从长期双边市场和日前现货市场购电,且只考虑微电网负荷量不影响日前市场电价的情形^[17]。微电网电能一部分由运营商向长期市场和日前市场购得,另一部分来源于DG。假设DG为运营商所有,仅考虑可控DG的发电成本。本文中可控DG以柴油发电机为例,不可控DG以风力发电机为例。

2.1 优化目标

优化目标为运营商经济效益最大化,如式(1)所示。

$$\max E = M + H - F \quad (1)$$

其中, E 和 M 分别为微电网运营商净利润和常规电费收益; H 为微电网对关键负荷高可靠性供电的额外收益; F 为微电网全天的运营成本。常规电费收益为:

$$M = \sum_{t=1}^N \left\{ \lambda_t^{\text{sell}} \left[L_t - \sum_{j=1}^J \Delta P_{j,t}^{\text{IL}} - \sum_{k=1}^K (\Delta P_{k,t}^{\text{ES}} - \Delta P_{k,t}^{\text{resp}}) \right] \right\} \Delta t \quad (2)$$

其中, N 为优化区间总数; λ_t^{sell} 为第 t 个优化区间的售电电价; L_t 为第 t 个区间的总负荷,可以通过日前预测得到; J 为可中断负荷数量; K 为智能负荷数量; $\Delta P_{j,t}^{\text{IL}}$ 为第 j 个可中断负荷的减少量; $\Delta P_{k,t}^{\text{ES}}$ 为第 k 个接受ES调控的非关键负荷减少量; $\Delta P_{k,t}^{\text{resp}}$ 为第 k 个非关键负荷接受ES调节的反弹负荷量; Δt 为优化区间的时长。

关键负荷与非关键负荷形成用电小组,一些非关键负荷愿意牺牲自身电压质量换取补贴收益,从而优化自身用电成本,同时关键负荷需要为高可靠性的供电支付除正常购电费用以外的保障费,如式(3)所示。

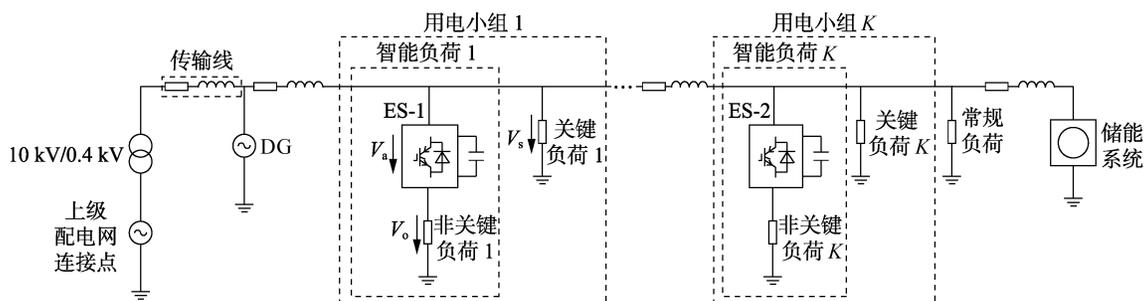


图1 含有ES的微电网示意图

Fig.1 Schematic diagram of microgrid with ES

$$H = \sum_{t=1}^N (P_{CL,t} \Delta \lambda_t) \Delta t \quad (3)$$

其中, $P_{CL,t}$ 为第 t 个优化区间的关键负荷量; $\Delta \lambda_t$ 为第 t 个区间关键负荷愿意认缴的额外单位时间保障费用。

经营成本包括以下6个部分:

$$F = F_1 + F_2 + F_3 + F_4 + F_5 + F_6 \quad (4)$$

$$F_1 = \sum_{t=1}^N [\lambda_t^{\text{bmbuy}} k_{\text{bm}} G_t + \lambda_t^{\text{smbuy}} (1 - k_{\text{bm}}) G_t] \Delta t \quad (5)$$

$$F_2 = \sum_{t=1}^N \left(\mu_D \sum_{i=1}^I D_{i,t} \right) \Delta t \quad (6)$$

$$F_3 = \sum_{t=1}^N (k_{S,a} k_{S,1} + k_{S,m}) (S_{c,t} + K_{dc} S_{d,t}) \Delta t \quad (7)$$

$$F_4 = \sum_{t=1}^N \sigma_w (k_{wf} W_t^f - W_t) \Delta t \quad (8)$$

$$F_5 = \sum_{t=1}^N \left(\mu_{IL} \sum_{j=1}^J \Delta P_{j,t}^{IL} + \mu_{ES} \sum_{k=1}^K |\Delta P_{k,t}^{ES} - \Delta P_{k,t}^{\text{resp}}| \right) \Delta t \quad (9)$$

$$F_6 = (k_{ES,a} k_{ES,1} + k_{ES,m}) |\Delta P_{k,t}^{ES}| \Delta t \quad (10)$$

$$\Delta t = \frac{24}{N} \quad (11)$$

$$k_{S,a} = \frac{r}{1 - (1+r)^{-N_s}} \quad (12)$$

$$k_{ES,a} = \frac{r}{1 - (1+r)^{-N_{ES}}} \quad (13)$$

其中, F_1 为微电网从电力市场购电的成本; F_2 为可控 DG 的运行成本; F_3 为储能系统充放电成本; F_4 为弃风成本; F_5 为微电网运营商向智能负荷用户支付的调控补贴; F_6 为 ES 的运营费用, 即 ES 设备折旧和维修费用; λ_t^{bmbuy} 和 λ_t^{smbuy} 分别为第 t 个区间从长期双边交易市场和日前现货市场的购电价格; k_{bm} 为从长期交易市场购电量的百分比, 是优化变量, 优化结果取决于日前市场电价水平的高低; G_t 为通过长期市场和日前市场购买的总电量; μ_D 为可控 DG 的发电单价; $D_{i,t}$ 为第 i 台可控 DG 在第 t 个优化区间内的出力; I 为可控 DG 的数量; $k_{S,a}$ 为由储能投资初值折算至每年的年金系数; $k_{S,1}$ 为单位储能充放电功率对应的投资成本; $k_{S,m}$ 为储能的运行和维护成本; $S_{c,t}$ 和 $S_{d,t}$ 分别为储能电池的充、放电功率; 储能放电成本单价是充电成本单价的 K_{dc} 倍, 如果运营商拥有储能, 那么充放电费用一般相同, 即 $K_{dc} = 1$, 如果运营商租赁第三方公司的储能, 那么放电费用一般高于充电费用; σ_w 为弃风惩罚因子; W_t^f 和 W_t 分别为风电功率预测期望和实际上网功率; k_{wf} 为风电预测精度, $k_{wf} \geq 1$, 精度越高则其值越接近于 1; μ_{IL} 为可中断负荷的单位调节补偿; μ_{ES} 为智能负荷单位调节补贴; $k_{ES,a}$ 为由 ES 投资初值折算至每年的年金系数; $k_{ES,1}$ 为 ES 调节单位智能负荷用电量减少量对应的投

资成本; $k_{ES,m}$ 为 ES 的运行和维护成本; N_s 为储能电池的寿命周期; r 为利率; N_{ES} 为 ES 的寿命周期。

2.2 约束条件

(1) 有功平衡约束。

$$G_t + \sum_{i=1}^I D_{i,t} + W_t + S_{d,t} - S_{c,t} = L_t - \sum_{j=1}^J \Delta P_{j,t}^{IL} - \sum_{k=1}^K (\Delta P_{k,t}^{ES} - \Delta P_{k,t}^{\text{resp}}) \quad (14)$$

(2) 从电力市场购电约束。

$$G_t \geq 0 \quad (15)$$

由于微电网自身可再生能源出力的间歇性等因素, 这里假设该微电网不外送电力, 新能源就地消纳。

(3) 可控 DG 约束。

出力上下限约束:

$$0 \leq D_{i,t} \leq C_{i,t}^D D_i^{\text{max}} \quad (16)$$

其中, $C_{i,t}^D$ 为第 i 台可控 DG 在第 t 个区间的状态, 为 0-1 变量, 取 0 和 1 时分别表示可控 DG 停运和正常工作; D_i^{max} 为第 i 台可控 DG 输出有功功率的上限。

爬坡速度约束:

$$-R_{D,\text{down}} \leq D_{i,t+1} - D_{i,t} \leq R_{D,\text{up}} \quad (17)$$

其中, $R_{D,\text{up}}$ 和 $R_{D,\text{down}}$ 分别为可控 DG 的向上和向下爬坡速度限制, 均为正值。由于接入微电网的 DG 容量较小, 操作灵活性较高, 启停时间较短, 一般不考虑开关机时间约束。

(4) 不可控 DG 约束。

风电出力上下限约束:

$$0 \leq W_t \leq k_{wf} W_t^f \quad (18)$$

风电爬坡速度约束:

$$-R_{W,\text{down}} \leq W_{t+1} - W_t \leq R_{W,\text{up}} \quad (19)$$

其中, $R_{W,\text{up}}$ 和 $R_{W,\text{down}}$ 分别为不可控 DG 的向上和向下爬坡速度限制, 均为正值。

(5) 储能约束。

$$0 \leq S_{d,t} \leq C_{d,t}^S S_{d,\text{max}} \quad (20)$$

$$0 \leq S_{c,t} \leq C_{c,t}^S S_{c,\text{max}} \quad (21)$$

$$-R_{s,\text{down}} \leq (S_{d,t+1} - S_{c,t+1}) - (S_{d,t} - S_{c,t}) \leq R_{s,\text{up}} \quad (22)$$

$$C_{d,t}^S + C_{c,t}^S \leq 1 \quad (23)$$

其中, $S_{c,\text{max}}$ 和 $S_{d,\text{max}}$ 分别为储能充、放电功率的上限, 均为正值; $C_{d,t}^S$ 和 $C_{c,t}^S$ 为 0-1 变量, 取 0 表示储能不工作, 取 1 表示储能工作; $R_{s,\text{up}}$ 和 $R_{s,\text{down}}$ 分别为储能的向上和向下爬坡速度限制, 均为正值。

$$\text{SOC}(t) = (1 - \eta) \text{SOC}(t-1) - \frac{S_{d,t-1} \Delta t}{\eta_d E_b} + \frac{S_{c,t-1} \eta_c \Delta t}{E_b} \quad (24)$$

其中, E_b 为储能容量; η 、 η_d 和 η_c 分别为储能自放率、放电效率和充电效率; $\text{SOC}(t)$ 为第 t 个区间开始时的储能荷电状态 SOC(State Of Charge), 其在安全范围内变化, 如式(25)所示。

$$\text{SOC}_{\min} \leq \text{SOC}(t) \leq \text{SOC}_{\max} \quad (25)$$

其中, SOC_{\max} 和 SOC_{\min} 分别为储能荷电状态上限和下限。为了保证储能系统下一日的调节能力,单日内的荷电状态变化量不能超过储能总量的一个比值 δ :

$$|\text{SOC}(N) - \text{SOC}(1)| \leq \delta \quad (26)$$

为了保证在一天起始时具有充放电的空间,储能的起始荷电状态设置如下:

$$\text{SOC}(1) = 50\% \quad (27)$$

(6)可中断负荷约束。

$$0 \leq \Delta P_{j,t}^{\text{IL}} \leq P_{j,\max}^{\text{IL}} \quad (28)$$

其中, $P_{j,\max}^{\text{IL}}$ 为第 j 个可中断负荷量。

(7)智能负荷约束。

$$-P_{\text{up}} P_{k,t}^{\text{ES,max}} C_{k,t}^{\text{ES}} \leq \Delta P_{k,t}^{\text{ES}} \leq P_{\text{down}} P_{k,t}^{\text{ES,max}} C_{k,t}^{\text{ES}} \quad (29)$$

其中, P_{up} 和 P_{down} 分别为 ES 调节非关键负荷需求向上和向下变化百分比; $P_{k,t}^{\text{ES,max}}$ 为在第 t 个区间第 k 个非关键负荷的有功额定值; $C_{k,t}^{\text{ES}}$ 为 0-1 变量,取 0 表示 ES 不工作,取 1 表示 ES 工作。

(8)反弹负荷约束。

对于接受 ES 调节的反弹负荷量,本文采用通用的反弹负荷三阶模型^[18]:

$$\Delta P_{k,t}^{\text{resp}} = a_1 \Delta P_{k,t-1}^{\text{ES}} + a_2 \Delta P_{k,t-2}^{\text{ES}} + a_3 \Delta P_{k,t-3}^{\text{ES}} \quad (30)$$

其中, a_1 、 a_2 和 a_3 分别为智能负荷减少量 $\Delta P_{k,t}^{\text{resp}}$ 在第 $t-1$ 、 $t-2$ 和 $t-3$ 个区间的反弹系数。

(9)长期市场购电约束。

$$L_{\min} \leq k_{\text{tm}} \leq L_{\max} \quad (31)$$

其中, L_{\max} 和 L_{\min} 分别为微电网从长期市场购电比例的上限和下限。

2.3 计及不确定性因素的能量优化模型

在以上能量优化模型中,最大化经济效益是基于确定的风电出力、负荷需求和日前市场分时电价的优化目标。为增强模型对不同运行场景的适用能力,本文综合多场景描述微电网模型中出现的确定性因素,以微电网期望收益最大为优化目标,如式(32)所示。

$$\max \sum_{\omega=1}^W \pi_{\omega} E_{\omega} = \sum_{\omega=1}^W \pi_{\omega} M_{\omega} + \sum_{\omega=1}^W \pi_{\omega} H_{\omega} - \sum_{\omega=1}^W \pi_{\omega} F_{\omega} \quad (32)$$

其中, W 为不同新能源出力、负荷和日前电价的场景总数; π_{ω} 为场景 ω 出现的概率; E_{ω} 、 M_{ω} 、 H_{ω} 和 F_{ω} 分别为场景 ω 对应的运营收益、常规电费收益、关键负荷保障费和运营成本。考虑源、荷和日前电价不确定性的能量优化模型是采用多场景描述方法基于前述确定性能量优化模型进行构建的,其单个场景的约束条件与 2.2 节类似,总约束条件数是单个场景的 W 倍。

微电网能量优化问题的数学本质是凸可行问题。在以上能量优化模型中没有出现非线性、非凸

的约束,因此可以使用成熟的商业求解器对模型进行求解,如 Cplex 和 Gurobi 等,从而保证解的计算效率和最优性。

3 算例分析

为了验证本文所提含有 ES 的微电网能量优化模型的正确性,在 MATLAB 2016a 环境下开发上述能量优化模型,仿真程序在配置处理器 Intel Core i3-4130 CPU、3.40 GHz 主频、8 GB 内存的个人计算机上完成,并使用基于 MATLAB 的 YALMIP 工具包^[19]及 IBM ILOG Cplex 作为求解器。

西北、东北某些边远地区微电网含有丰富的风光资源,同时具有一定的非关键电热负荷和关键设备供电需求,积极就地消纳可再生能源同时为关键负荷提供高可靠性供电是微电网供电方式之一。假定算例微电网中风电装机容量为 1.8 MW,高峰负荷为 1.5 MW 以上;储能系统配置容量 10.38 MW·h,归微电网运营商所有;优化总区间数为 24,即以 1 h 为一个优化区间时长;其他参数见附录 B。

通过对微电网算例中的风电预测出力、总负荷、可中断负荷总量、接受 ES 调节的非关键负荷总量和关键负荷总量进行统计,模型的输入如图 2 所示,图中负荷占比是指占总负荷的百分比。

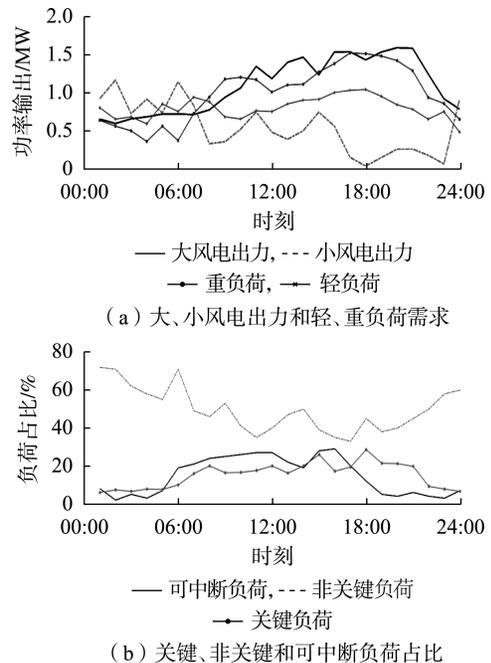


图2 风电预测出力和各类负荷量

Fig.2 Forecasting wind power and multiple loads

运营商从长期市场和日前市场购电,从长期市场购电电价为 0.4 元/(kW·h)。如果日前电价较高,则增加长期市场购电;如果日前电价较低,则增加日前市场购电,从而保证一定的经济效益。基于文献[20]对美国某地区电网负荷水平与日前现货市

场电价的统计分析结论,日前市场电价均值与负荷存在一定相关性,但本文仅考虑微电网负荷需求不影响日前电价,并且可以较准确地预测日前市场电价的情景。高、低不等水平的日前市场电价见附录 C 中表 C1。分时售电电价与峰荷、平荷和谷荷时段对应关系见附录 C 中图 C1。

3.1 单个场景的能量优化分析

当微电网风电出力较小、日前电价较低、负荷较轻时(即下文场景 8),采用 ES 调控非关键负荷。图 3 是储能充放电功率和弃风功率优化前、后的结果,以及对应的智能负荷响应优化目标的变化量,优化前指不考虑 ES 的调节作用和可中断负荷的调节作用,优化后是指采用本文所提的优化模型。

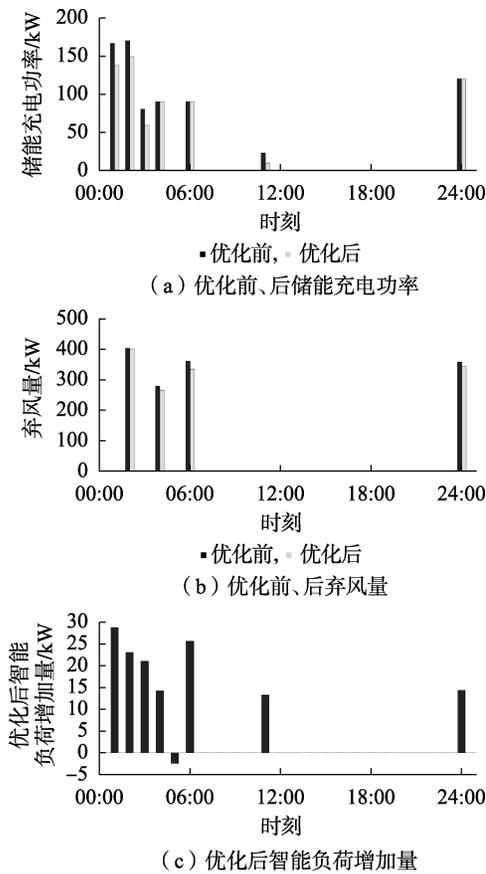


图 3 微电网优化结果和智能负荷响应量

Fig.3 Optimization results and response quantity of smart load in microgrid

对照图 3 可以发现,智能负荷增加量和储能充电功率减少量、弃风减少量存在时间相关性,例如 01:00—06:00、11:00 和 24:00 出现功率转移,也即 ES 调节非关键负荷在风电富裕和储能充电时增加有功消耗,降低了储能充电功率,同时增加了一些时段的风电消纳。

进一步分析易得,以非关键负荷的额定功率为基准,ES 可以向上或向下调节其用电量,从而降低微电网对 DG、储能的出力需求,甚至爬坡能力需求。

特别对于储能,ES 缓和充放电功率相当于为储能增加了一部分虚拟容量。

优化前、后微电网运营商的收益和不同种类用户的用电成本如表 2—4 中的场景 8 所示。表 5 为能量优化模型对应场景 8 的各种变量优化前、后的仿真结果。

表 2 8 种典型场景下优化前、后总负荷和智能负荷电费支出

Table 2 Electricity bills of overall load and smart load before and after optimization for eight typical scenarios

场景号	总负荷电费支出 / 元		智能负荷电费支出 / 元	
	优化前	优化后	优化前	优化后
1,2	13066.77	13196.80	2905.46	2850.94
3,4	10085.44	10187.38	2337.10	2301.73
5,6	13066.77	13144.84	2905.46	2878.30
7,8	10085.44	10141.87	2337.10	2306.06

表 3 8 种典型场景下优化前、后储能充放电成本和弃风成本

Table 3 Charging and discharging costs of energy storage system and abandoned wind cost before and after optimization for eight typical scenarios

场景号	储能充放电成本 / 元		弃风成本 / 元	
	优化前	优化后	优化前	优化后
1,2	2312.57	2030.77	1043.66	1018.98
3,4	2891.15	2875.94	4150.71	3944.98
5,6	1436.46	1373.42	1206.52	1170.00
7,8	574.85	509.39	1118.72	1073.65

表 4 8 种典型场景下优化前、后运营商收益

Table 4 Operator profit before and after optimization for eight typical scenarios

场景号	收益 / 元		增长幅度 / %
	优化前	优化后	
1	9542.91	9817.02	2.87
2	9560.75	9834.86	2.87
3	2857.95	3066.70	7.30
4	2880.15	3088.89	7.25
5	5072.46	5199.52	2.50
6	5828.62	5955.69	2.18
7	5351.58	5464.14	2.10
8	5805.54	5918.06	1.94

表 5 场景 8 优化前、后仿真结果

Table 5 Simulative results before and after optimization for Scenario 8

模型变量	仿真值 / 元		变化量 / 元
	优化前	优化后	
M	10085	10138	53
H	0	61.31	61.31
F_1	2586.3	2585.5	-0.8
F_2	0	0	0
F_3	574.85	509.39	-65.46
F_4	0	57.20	57.2
F_5	1118.7	1073.7	-45
F_6	0	55.22	55.22
E	5805.5	5918.1	112.6

分析本文的微电网运营模式和以上数据可得,考虑 ES 后 H 、 F_4 和 F_6 为新增变量,运营收益的提升主要源于以下几方面:第一,关键负荷用电保障费收益 H 新增 61.31 元;第二,储能充放电成本 F_3 减少 65.46 元;第三,弃风成本 F_5 减少 45 元;第四,当智能负荷增加用电量时,运营商电费收益 M 增加 53 元。

需要增加的成本包括:第一,运营商支付给愿意接受调控的非关键负荷用户的补贴 F_4 新增 57.2 元;第二,ES 的折旧费 F_6 新增 55.22 元。ES 发挥作用后,微电网运营商一天的经济效益提升约 1.94%。当前场景中关键负荷量为固定值,则关键负荷愿意支付的高可靠性保障费也为固定值。对于智能负荷用户,由于其接受调节可以获得补贴收益,在某些时段增加用电量的情况下,用电成本从 2 337.10 元降为 2 306.06 元,下降了 1.3%。在当前能量优化模型中,微电网运营商和非关键负荷用户的经济性得到了提升。此外,非关键负荷加装 ES 与关键负荷形成用电小组后,关键负荷用户的高可靠性用电需求得到了保障。

在场景 8 中可控 DG 的单位发电成本较高,因此产生功率缺额之后优先使用从市场购得的电力。但为了保证本文能量优化模型的通用性,本文保留可控 DG 的建模。

3.2 多场景能量优化的仿真分析

由于含有 ES 的微电网能量优化方案受不可控风电出力、负荷需求和日前电价等输入影响,为了验证该优化方案在不同输入条件下的有效性,按照风电出力大小、负荷需求轻重和日前市场电价高低组合形成 8 种典型场景(大风电出力对应场景 1—4,小风电出力对应场景 5—8;重负荷对应场景 1、2、5 和 6,轻负荷对应场景 3、4、7 和 8;高日前电价对应场景 1、3、5 和 7,低日前电价对应场景 2、4、6 和 8,详见附录 C 中表 C2)进行对比。仿真结果见表 2—4。

总负荷电费支出增加的原因是关键负荷多支出了保障费,以及当智能负荷增加时需要额外支出电费。在以上场景中,智能负荷接受的用电补贴可以抵消接受 ES 调节新增的用电费,使总体用电支出下降,这对于非关键负荷用户接受 ES 的调节是有益的。

减少储能充放电成本和弃风成本是提高微电网运营效益的两大动力。以上 8 种场景的储能充放电成本和弃风成本均得到降低,但是这 2 种成本的下降比例却不相同,这与各场景下的源、荷输入条件有关。

采用本文所提的微电网能量优化方案,微电网运营商的经济效益普遍得到 2%~7% 的提升。

以下根据表 2—4 中 8 种场景的仿真结果,分析风电出力、负荷轻重和日前电价 3 个不确定性因素

对模型的影响。

只有日前电价水平不同时,如场景 1 和 2、场景 3 和 4、场景 5 和 6、场景 7 和 8,优化前的总负荷电费支出、智能负荷电费支出、储能充放电成本和弃风成本均相同,优化后也大致相等,这是因为在求解器保证最优的情况下,基于风电出力、负荷输入情况和有功率平衡关系,从市场购电量、充放电功率和弃风量的优化后最优值是确定的。该分析同样适用于以下仅风电出力水平不同和仅负荷水平不同的情况。可能影响运营商电费收益的是基于功率平衡关系得出的从市场购电量,因为从长期市场和日前市场购电比例是优化变量,因此,以长期电价为基准,上下浮动的日前电价会影响运营商收益的高低。

只有风电出力水平不同时,如场景 1 和 5、场景 2 和 6、场景 3 和 7、场景 4 和 8,较高的风电出力会带来较高的包括储能充放电成本和弃风成本的总成本,且存在较大的优化空间。比如相比于场景 5,场景 1 优化后运营商收益增加幅度更多,智能负荷电费支出降低金额更多。

只有负荷轻重水平不同时,如场景 1 和 3、场景 2 和 4、场景 5 和 7、场景 6 和 8,负荷越重,用户电费支出越多,运营商收益越多。由于优化前总负荷电费支出还不包括关键负荷保障费和非关键负荷用电增减对应的电费,智能负荷用电支出不包括调控补贴,因此负荷水平相同总负荷电费支出和智能负荷电费支出结果相同。优化后即 ES 发挥作用后,由于功率平衡关系和诸多约束条件,不同的负荷形态会影响储能充放电成本和弃风成本占总优化空间的份额,比如场景 1 负荷较重,弃风量较少,储能充电更足,储能充放电成本降低空间更多,而场景 3 负荷较轻,弃风较多,储能充电一般,非关键负荷增加用电量后使得弃风成本降低更多。

以下比较分析不同场景下微电网在期货市场与现货市场的购电比例,微电网从期货市场购电比例仿真结果见附录 C 中图 C2,本文设置从市场购电总额为 100%。

由仿真结果可得,日前现货电价相对于期货市场电价的高低会影响微电网从两者购电的比例。同时分析附录 C 中图 C1 和图 C2 可知,对于所有时段,如果日前现货电价高于期货电价,则微电网以从期货市场购电为主;反之,则以从日前现货市场购电为主。场景 1、3、5 和 7 采用较高水平日前电价,因此一天内绝大多数时段选择从期货市场购电;场景 2、4、6 和 8 数据输入为较低日前电价,因此一天内很少时段选择从期货市场购电。关于从现货市场购电比例的上、下限设置与微电网具体运行情景有关,本文设置从现货市场购电比例的上、下限分别为 100% 和 0。

3.3 考虑源、荷和电价不确定性的能量优化分析

本节基于以上场景1—8,并且随机生成各场景出现的概率,分析风电出力大小、负荷轻重和日前电价高低的不确定因素对微电网能量优化模型的影响。场景1—8出现的概率分别为0.1、0.2、0.05、0.15、0.2、0.15、0.05、0.1。按照式(32)所示的计及不确定性的优化目标,得到仿真结果如表6所示。

表6 计及不确定性的仿真结果
Table 6 Simulative results considering uncertainties

指标	优化前/元	优化后/元	变化量/元	变化百分比/%
运营商收益	7674.23	7867.54	193.31	2.52
总负荷用电支出	11576.00	11669.34	93.34	0.8
智能负荷用户支出	5242.57	5264.30	21.73	0.4
储能充放电成本	1443.7	1270.1	-173.6	-12
弃风成本	1081.2	1046.3	-34.9	-3.2

考虑8种场景、3个不确定性因素的能量优化模型相当于是将多种场景进行总体评价的综合优化模型,且所得结论与每种场景出现的概率有关,综合优化模型的数学本质与单个优化模型相比更加复杂,所以得出的结论具有一定的评价意义,利用本文所提的多场景能量优化模型评估ES应用利弊时,可以结合单个情景的优化结论进行对照分析。

以微电网运营商期望收益最大为优化目标得出的结论,与上文8种场景单独优化的结论基本相同。不同点在于,优化后智能负荷电费支出稍有增加,这是因为综合优化模型内部各子场景单独优化的变量优化结果不同,智能负荷增加的用电支出期望值超过了调控补贴期望值,此时需要考虑其他措施继续维持非关键负荷用户安装ES的意愿。

一般地,如果智能负荷量减少,那么既可以减少用电支出又可以获得补贴,对运营商和智能负荷用户均有益;如果智能负荷量增加,则增加的用电支出和获取补贴的相对大小决定了智能负荷用户加装ES是否能降低用电成本。

综合以上仿真分析可以发现,ES通过调节非关键负荷的用电量减少弃风,同时减小储能充放电功率,基本能够实现运营商和智能负荷用户经济效益的双赢。智能负荷牺牲自身的电压质量提高了关键负荷的供电可靠性,在风光接入率较高、电压质量有待提高的微电网中具有一定的实际意义和应用价值。关键负荷高可靠供电保障费主要导致总负荷电费的小幅增加,而不影响其他普通负荷的正常用电。

4 结论

本文提出含有ES的微电网能量优化模型,以微电网运营商经济效益最大化为优化目标,ES的非关键负荷调节媒介作用体现在削减储能系统的充放电功率和增加可再生能源就地消纳两方面,基本实现

了运营商和多种负荷用户的多赢。算例从运营商和用户的经济效益出发,对比优化前、后的仿真结果,验证了本文所提模型的正确性和可行性。本文所提模型和得出的仿真结论可为ES在微电网中的推广应用提供思路,为高比例风光接入的微电网运营商扩大盈利空间和提高供电服务质量提供参考。定量分析ES在哪些微电网运行场景中不会带来经济性提升、更加细致广泛地研究本文所提优化模型在实际工况中的适用性以及ES的应用推广模式是下一步的研究方向。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 施金晓,邵能灵,李珂,等. 计及需求侧管理的热泵-储能型微电网能量优化策略[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):146-151. SHI Jinxiao, TAI Nengling, LI Ke, et al. Energy optimization strategy considering demand-side management for microgrid with heat pump and hybrid energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 146-151.
- [2] 张建华,苏玲,陈勇,等. 微网的能量管理及其控制策略[J]. 电网技术,2011,35(7):24-28. ZHANG Jianhua, SU Ling, CHEN Yong, et al. Energy management of microgrid and its control strategy[J]. Power System Technology, 2011, 35(7): 24-28.
- [3] 郝雨辰,窦晓波,吴在军,等. 微电网分层分布式能量优化管理[J]. 电力自动化设备,2014,34(1):154-162. HAO Yuchen, DOU Xiaobo, WU Zaijun, et al. Hierarchical and distributed optimization of energy management for microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(1): 154-162.
- [4] 马宇辉,刘念. 用户侧微电网的能量管理方法综述[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(23):158-168. MA Yuhui, LIU Nian. Survey on energy management method of community micro-grid[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(23): 158-168.
- [5] 沙熠,邱晓燕,宁雪姣,等. 协调储能与柔性负荷的主动配电网多目标优化调度[J]. 电网技术,2016,40(5):1394-1399. SHA Yi, QIU Xiaoyan, NING Xuejiao, et al. Multi-objective optimization of active distribution network by coordinating energy storage system and flexible load[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1394-1399.
- [6] 刘萌,梁雯,张岩,等. 计及空调负荷群控制的源-荷协同优化调度模型[J]. 电网技术,2017,41(4):1230-1238. LIU Meng, LIANG Wen, ZHANG Yan, et al. Cooperative generation-load optimal dispatching model considering air-conditioning load group control[J]. Power System Technology, 2017, 41(4): 1230-1238.
- [7] 王振浩,杨璐,田春光,等. 考虑风电消纳的风电-电储能-蓄热式电锅炉联合系统能量优化[J]. 中国电机工程学报,2017,37(增刊1):137-143. WANG Zhenhao, YANG Lu, TIAN Chunguang, et al. Energy optimization for combined system of wind-electric energy storage-regenerative electric boiler considering wind consumption[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(Supplement 1): 137-143.

- [8] HUI S Y R, LEE C K, WU F. Electric springs—a new smart grid technology[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(3):1552-1561.
- [9] TAN S C, CHI K L, HUI S Y. General steady-state analysis and control principle of electric springs with active and reactive power compensations[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2013, 28(8):3958-3969.
- [10] AKHTAR Z, CHAUDHURI B, HUI S Y R. Smart loads for voltage control in distribution networks [C]//2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). Boston, MA, USA:IEEE, 2016:1.
- [11] WANG M H, MOK K T, TAN S C, et al. Series and shunt DC electric springs[C]//Energy Conversion Congress and Exposition. Baltimore, MD, USA:IEEE, 2015:6683-6690.
- [12] 王青松. 电力弹簧若干关键技术研究[D]. 南京:东南大学, 2016. WANG Qingsong. Research on key issues of electric springs [D]. Nanjing:Southeast University, 2016.
- [13] 程明, 王青松, 张建忠. 电力弹簧理论分析与控制器设计[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(10):2436-2444. CHENG Ming, WANG Qingsong, ZHANG Jianzhong. Theoretical analysis and controller design of electric springs[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(10):2436-2444.
- [14] LEE C K, CHENG K L, NG W M. Load characterization of electric spring [C]//2013 Energy Conversion Congress and Exposition. Denver, CO, USA:IEEE, 2013:4665-4670.
- [15] CHEN X, HOU Y, HUI S Y R. Distributed control of multiple electric springs for voltage control in microgrid [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(3):1350-1359.
- [16] CHEN X, SHI M, SUN H, et al. Distributed cooperative control and stability analysis of multiple DC electric springs in a DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2018, 65(7):5611-5622.
- [17] 程益生, 陆振纲, 汪可友, 等. 电力弹簧稳态运行范围及越限失灵机理分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(14):147-152. CHENG Yisheng, LU Zhengang, WANG Keyou, et al. Analysis on steady-state operating range and off-limits malfunction mechanism of electrical spring[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(14):147-152.
- [18] 张钦, 王锡凡, 别朝红, 等. 电力市场下直接负荷控制决策模型[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(9):23-28. ZHANG Qin, WANG Xifan, BIE Chaohong, et al. A decision model of direct load control in electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(9):23-28.
- [19] LOFBERG J. YALMIP: a toolbox for modeling and optimization in MATLAB [C]//2004 IEEE International Conference on Robotics and Automation Optimization. New Orleans, LA, USA: IEEE, 2004:284-289.
- [20] 朱兆霞, 邹斌. PJM日前市场电价的统计分析[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(23):53-57. ZHU Zhaoxia, ZOU Bin. Statistical analysis of day-ahead prices in PJM market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(23):53-57.

作者简介:



赵志宇

赵志宇(1993—),男,内蒙古兴和人,硕士研究生,主要研究方向为微电网能量优化和运行控制(E-mail:sjtuzzy99@163.com);

汪可友(1979—),男,河南郑州人,副教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统分析与控制(E-mail:wangkeyou@sjtu.edu.cn);

李国杰(1965—),男,浙江瑞安人,教授,博士,主要研究方向为新能源接入与控制(E-mail:liguojie@sjtu.edu.cn)。

Energy optimization model for microgrid with electric spring

ZHAO Zhiyu¹, WANG Keyou¹, LI Guojie¹, JIANG Xiuchen¹, GU Zhen²

(1. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

2. State Grid Shanghai Electric Power Research Institute, Shanghai 200051, China)

Abstract: An energy optimization model of microgrid with ES (Electric Spring) is proposed. Since ES is a medium for load regulation of microgrid, a regulation model of smart load is established based on non-critical load characteristics. According to wind power output and various load forecasting curves, the energy optimization model is analyzed and calculated, and the role of ES in energy optimization of microgrid is quantitatively analyzed with the consideration of charging and discharging cost of energy storage, abandoned wind cost, depreciation cost of ES equipment and load regulation subsidy. Case and simulative results verify the correctness and effectiveness of the proposed model.

Key words: microgrid; electric spring; charging and discharging cost; abandoned wind cost; energy optimization model

附录 A

对图 1 微电网中的用电小组 1 装配 ES-1, 设 I_{NL} 为流过非关键负荷的电流, V_s 为智能负荷的电压, V_o 为非关键负荷电压, V_a 为 ES 电压。易得, 纯阻性非关键负荷与 ES 的电压关系较为简单。阻感性与阻容性 2 类负荷与 ES 的电压矢量关系类似, 因此这里分析具有代表性的阻感性非关键负荷的电压数量关系, 如下所示:

$$V_s^2 = (V_o \cos \psi)^2 + (V_o \sin \psi \pm V_a)^2 \quad (\text{A1})$$

其中, V_s 、 V_o 、 V_a 分别为 V_s 、 V_o 、 V_a 的大小; ψ 为非关键负荷的功率因数角。由上式推得非关键负荷电压 V_o 和智能负荷消耗的有功功率 P_s 与 ES 电压的关系, 如下所示:

$$V_o = -V_a \sin \psi + \sqrt{V_s^2 - V_a^2 \cos^2 \psi} > 0 \quad (\text{A2})$$

$$P_s = V_o I_o \cos \psi = \frac{V_o^2 \cos \psi}{Z_{NL}} \quad (\text{A3})$$

其中, Z_{NL} 为非关键负荷的阻抗大小。分析式(A2)、(A3)得, V_o 取极大值时, P_s 取极大值; V_o 与 V_a 有关, 因此对 V_a 求导, 得到:

$$\frac{dV_o}{dV_a} = -\sin \psi - \frac{V_a \cos^2 \psi}{\sqrt{V_s^2 - V_a^2 \cos^2 \psi}} \quad (\text{A4})$$

令上式为 0 进行求解, 结合矢量方向取负值, 得到:

$$V_a = -V_s \tan \psi \quad (\text{A5})$$

综上所述, 当 V_a 满足式(A5)的条件时, V_o 取极大值, 即 $-V_s \tan \psi$ 是函数 $V_o = f(V_a)$ 的极大值点, 极大值为:

$$V_{o \max} = \frac{V_s}{\cos \psi} \quad (\text{A6})$$

同时 P_s 取极大值, 即智能负荷的有功负荷调节上限 $P_{s \max}$:

$$P_{s \max} = \frac{V_s^2}{Z_{NL} \cos \psi} \quad (\text{A7})$$

易得, $P_{s \max}$ 与 $\cos \psi$ 成反比。

附录 B

本文微电网算例中包括不可控分布式电源(风电)、可控分布式电源(柴油发电机), 储能、可中断负荷、ES、关键负荷和反弹负荷, 具体参数如下。

a. 风电爬坡功率上下限 $R_{w,up}$ 和 $R_{w,down}$ 分别为 300、450 kW, 风电预测精度系数 $k_{wF}=1.05$, 弃风惩罚因子 $\sigma_w=0.8$ 元/(kW·h)。

b. 柴油发电机出力上限 $D^{max}=600$ kW, 爬坡功率上下限 $R_{D,up}$ 和 $R_{D,down}$ 分别为 100、150 kW, 柴油机的发电单价 $\mu_D=0.52$ 元/(kW·h)。

c. 储能充放、电功率的上限 $S_{c,max}$ 和 $S_{d,max}$ 分别为 800、600 kW, 储能的向上爬坡速度限制和向下爬坡速度限制 $R_{s,up}$ 和 $R_{s,down}$ 分别为 90 kW 和 120 kW; 储能自放电率、放电效率和充电效率 η 、 η_d 和 η_c 分别为 0.00001、0.92 和 0.92, 荷电状态的上下限 SOC_{max} 和 SOC_{min} 分别为 90% 和 20%, 单日内的荷电状态起终点变化量上限 δ 为 30%。关于储能充放电成本的计算, 储能电池寿命周期 $N_s=5a$, 利率 $r=6.5\%$, 由储能投资初值折算至每年的年金系数 $k_{s,a}=0.2406$, 单位储能充放电功率对应的投资成本 $k_{s,i}=1.9$ 元/(kW·h), 储能的运行和维护成本 $k_{s,m}=0.32$ 元/(kW·h)。

d. 可中断负荷的单位调节补偿 $\mu_{IL}=0.8$ 元/(kW·h)。

e. 智能负荷接受调节的上下限 P_{up} 和 P_{down} 分别为 5%、10%, 单位调节补贴 $\mu_{ES}=0.4$ 元/(kW·h)。

f. 关键负荷额外支付的高可靠性保障费 $\Delta\lambda_i=0.02$ 元/(kW·h)。

g. 智能负荷减少量在第 $t-1$ 、 $t-2$ 和 $t-3$ 个区间的反弹系数 a_1 、 a_2 和 a_3 分别为 0.08、0.04 和 0.01。

h. ES 寿命周期 N_{ES} 设定为 10a, 由此可得 ES 投资初值折算至每年的年金系数 $k_{ES,a}=0.1391$ 。ES 调节单位智能负荷用电变化量对应的投资成本 $k_{ES,i}=1.2$ 元/(kW·h), ES 的运行和维护成本 $k_{ES,m}=0.2$ 元/(kW·h)。

i. 微电网从长期市场购电比例的上限和下限 L_{max} 和 L_{min} 分别设定为 100% 和 0。

附录 C

表 C1 分时售电电价与负荷时段的关系

Table C1 Relationship between time-of-use electricity sale price and load period

负荷种类	负荷时段	分时售电电价 [元 • (kW•h) ⁻¹]
峰荷	06:00—10:00,19:00—21:00	0.65
平荷	10:00—19:00	0.52
谷荷	00:00—06:00,21:00—24:00	0.35

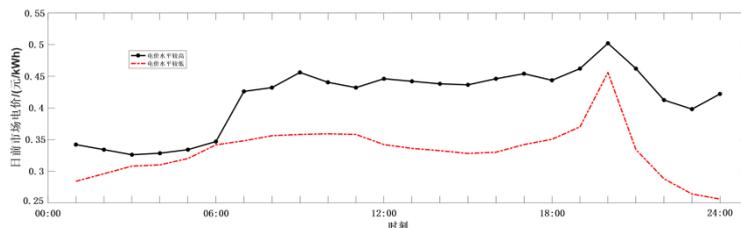


图 C1 不等日前市场电价水平对比

Fig.C1 Comparison of electricity price in forward markets

表 C2 基于典型风电出力、负荷需求和日前电价条件组合的 8 种典型场景

Table Eight typical scenarios based on typical wind power output, load demand and day-ahead electricity price

场景号	风电出力	负荷需求	日前市场电价
1	大	重	高
2	大	重	低
3	大	轻	高
4	大	轻	低
5	小	重	高
6	小	重	低
7	小	轻	高
8	小	轻	低

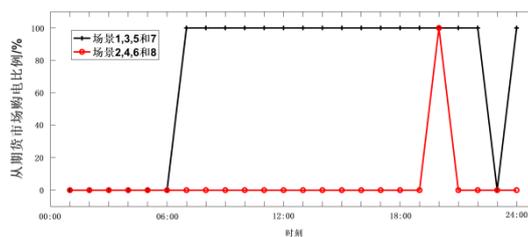


图 C2 8 种场景中微电网在期货市场的购电比例

Fig.C2 Electricity purchasing ratio of microgrid from futures market for eight scenarios