含热泵的多时间尺度微能源网优化调度设计

袁航航[1]，张自雷[1,2]，张继红[1,2]，高艺洋[1]，荣存玉[1]，王文龙[1]

（1. 内蒙古科技大学信息工程学院，内蒙古 包头 014010；
2. 内蒙古自治区光热与风能发电重点实验室，内蒙古 包头 014010）

摘要：近些年来，以风电、光伏为代表的新能源技术迅猛发展，为提高微能源网中风光分布式能源的利用效率以及促进可再生能源消纳，将风、光、储能装置、负荷（热、电）热泵、储热罐和微电网的形式进行整合，构建一个并网型源 - 荷 - 储综合能源微电网系统，并与大电网进行连接，提高可再生能源的利用率，确保微能源网实现经济高效、可靠稳定的运行，对微能源系统进行优化调度研究。系统引入负荷侧的价格型需求响应机制，并以包含风光发电运行成本、储能运行维护成本和购售电成本等综合成本最小为优化目标，构建各微能源的出力约束、容量约束和功率平衡等约束条件的优化调度模型，并用 MATLAB 求解模型，最后得到一个更加经济、适应性更强的微能源网优化调度模型。

关键词：多时间尺度优化；微能源网；调度设计；需求响应

Optimal dispatch design of multi-time scale micro-energy network with heat pump

YUAN Hanghang[1], ZHANG Zilei[1,2], ZHANG Jihong[1,2], GAO Yiyang[1], RONG Cunyu[1], WANG Wenlong[1]

(1. School of Information Engineering, Inner Mongolia University of Science and Technology, Baotou 014010, China; 2. Key Laboratory of Photothermal and Wind Power Generation in Inner Mongolia, Baotou 014010, China)

Abstract: In recent years, the rapid development of new energy technology represented by wind power and photovoltaics, in order to improve the utilization efficiency of wind and light distributed energy in the micro-energy grid and promote the absorption of renewable energy, this paper integrates the wind, solar, energy storage devices, load (heat, electricity) heat pumps, heat storage tanks, and microgrids to build a grid-connected source-load-storage integrated energy microgrid system, and connect with the large power grid to improve the utilization rate of renewable energy and ensure that the micro-energy grid achieves cost-effective, reliable and stable operation. Research on optimal dispatch of micro-energy system. The demand response mechanism of load is introduced, and the optimization goal is to minimize the comprehensive costs including wind and solar power generation operating costs, energy storage operation and maintenance costs, and electricity purchase and sales costs, and construct an optimal scheduling model of each microsource with output constraints, capacity constraints, power balance and other constraints, and solve the model with MATLAB, and finally obtain a more economical and adaptable micro-energy grid optimization scheduling model.

key words: multi-time scale optimization; micro-energy grid; dispatch design; demand response

0 引言

近年来，全球对可持续的能源解决方案的需求不断增加，因此研究可再生能源系统非常重要。

含热泵的多时间尺度微能源网优化调度设计是一个关于能源管理的研究领域，旨在提高微能源系统的效率。设计考虑到热泵技术如何影响微能源系统的性能，通过优化热泵使用来提高整个系统的效率。文献[1]建立了多时间尺度模型，用滚动优化环节和动态调整环节对模型进行预测控制调度，发挥多种设备互补运行的优越性，降低了运行成本，满足整个系统经济可靠的用能需求。文献[2]提出了一个基于多时间尺度和多源储能的综合能源系统（Integrated Energy Systems，IES）能量协调优化的调度策略。多源尺度调度在保证IES运行的经济性同时，还降低了不确定性对系统的影响，减轻了电网平抑功率波动负担。文献[3]提出了考虑在综合能源参与下消纳受阻新能源的多时间尺度优化调度策略，建立基于主从博弈理论的价格型综合需求响应的日前优化调度模型，深入挖掘多类型负荷需求响应能力，有效提高能源消纳量。文献[4]提出了考虑可再生能源不确定性的风电、光伏、电化学储能和变速抽蓄多能互补协同的优化调度方法，建立风-光-储-蓄联合运行的多时间尺度调度架构，有效减小了电网负荷峰谷差，平抑了风光联合出力波动，提升可再生能源消纳率。文献[5]提出了考虑多能灵活性的综合能源系统多时间尺度优化调度策略，建立了分时间尺度的滚动优化模型，对日前计划进行了修正，平抑了功率波动，通过协调设备的出力来提升系统的运行灵活性，日内模型能够平抑电热气能在不同时间尺度上的功率波动。

综上所述，本文在构建综合微能源网系统数学模型的基础上，同时采用多时间尺度下考虑需求侧响应的优化调度策略，对系统各机组出力进行优化调度，进而优化风光出力不确定性，减少预测准确度低对系统安全运行造成的风险，同时促进新型清洁能源的消纳。

1 微能源网有关数学模型及架构

1.1 微能源网模型架构

本文所构建的微电网系统包括风力发电机、光伏板、热泵、储热罐、蓄电池和负荷（热、电）等装置，微能源网系统架构如图1所示。

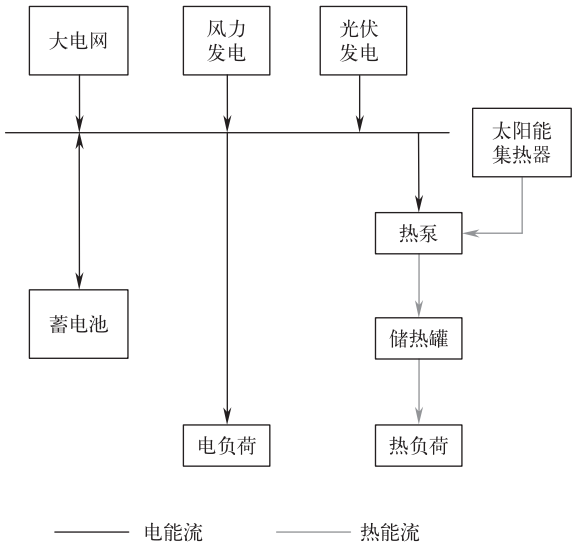

图 1 微能源网系统架构图

Fig. 1 Architecture of micro energy network system

1.2 热泵建模

热泵（Heat Pump，HP）的作用是将电能转换为热能，从而满足供给微电网中的热负荷需求。数学模型与约束条件为

$$\begin{cases} Q_{\mathrm{HP}} = \eta_{\mathrm{HP}} P_{\mathrm{HP}} \\ Q_{\mathrm{HP}} \leqslant Q_{\mathrm{HP_max}} \end{cases} \tag{1}$$

式中，P_{HP}为热泵的输入电功率；η_{HP}为热泵的制热效率；Q_{HP}为热泵的输出热功率；$Q_{\mathrm{HP_max}}$为热泵的输出热功率上限[6]。

1.3 热储能建模

储热（Heat Storage，HS）罐是在热能多余时吸热，在供热装置出力不能满足热负荷需求时放热，需要满足容量约束、功率约束条件，即

$$W_{\mathrm{HS}_t} = W_{\mathrm{HS}_t\text{-}1}\left(1-\gamma_{\mathrm{h}}\right) + \left(\eta_{\mathrm{HS_chr}} H_{\mathrm{HS_chr}_t} - H_{\mathrm{HS_dis}_t} / \eta_{\mathrm{HS_dis}}\right) t \tag{2}$$

$$W_{\mathrm{HS_min}} \leqslant W_{\mathrm{HS}_t} \leqslant W_{\mathrm{HS_max}} \tag{3}$$

$$\begin{cases} H_{\mathrm{HS_chr_min}} \leqslant H_{\mathrm{HS_chr}_t} \leqslant H_{\mathrm{HS_chr_max}} \\ H_{\mathrm{HS_dis_min}} \leqslant H_{\mathrm{HS_dis}_t} \leqslant H_{\mathrm{HS_dis_max}} \end{cases} \tag{4}$$

式中，W_{HS_t}为t时段HS的热能；$H_{\mathrm{HS_chr}_t}$、$H_{\mathrm{HS_dis}_t}$分别为HS在t时段储存、释放的热功率；$\eta_{\mathrm{HS_chr}}$、$\eta_{\mathrm{HS_chr}}$分别为HS储存、释放的热效率；

W_{HS_max}、W_{HS_min}分别为HS吸、放热的上下限；$H_{HS_dis_max}$、$H_{HS_dis_min}$分别为HS放热功率的上下限；$H_{HS_chr_max}$、$H_{HS_chr_min}$分别为HS吸热功率的上下限。

1.4 电储能系统模型

本文采用的储能装置为蓄电池，充放电特性数学模型为

$$S_{Bat}(t)=\begin{cases}S_{Bat}(t-1)\ (1-\sigma_{Bat})-\dfrac{P_{Bat}(t)\Delta t}{\eta_{dis}}\\ S_{Bat}(t-1)\ (1-\sigma_{Bat})-P_{Bat}(t)\Delta t\,\eta_{cha}\end{cases} \tag{5}$$

式中，$S_{Bat}(t)$为t时刻蓄电池的剩余容量；$S_{Bat(t-1)}$为$t-1$时刻蓄电池的剩余容量；$P_{Bat(t)}$为t时段蓄电池的充放电功率（$P_{Bat(t)}>0$时，放电，$P_{Bat(t)}<0$时充电）；η_{dis}、η_{cha}分别为蓄电池的充电效率、放电效率；σ_{Bat}为蓄电池的自放电率。

1.5 光伏发电建模

光伏发电输出功率模型为

$$V_{PV}=V_{mp}\left[1+0.053\ 9\times\lg^{\left(\frac{H_\theta}{H_t}\right)}\right]+\beta\Delta T \tag{6}$$

$$\begin{aligned}I_{PV}=&I_{SC}\left\{1-C_1\left[\exp\left(\frac{V_{mp}}{C_2V_{OC}}\right)-1\right]\right\}+\\&\alpha\left(\frac{H_\theta}{H_t}\right)\Delta T+\left(\frac{H_\theta}{H_t}-1\right)I_{SC}\end{aligned} \tag{7}$$

$$P_{PV}=V_{PV}I_{PV} \tag{8}$$

式中，V_{PV}为光伏电池的最佳工作电压；V_{mp}为最大功率点电压；H_θ为光照辐射量；H_t为标准光照强度，取1 000 W/m²；β为光伏电池倾角；I_{PV}为光伏电池的最佳工作电流；I_{SC}为短路电流；V_{OC}为开路电压；I_{mp}为最大功率点电流；P_{PV}为光伏电池的最大输出功率。

1.6 风力发电建模

风力发电系统输出功率与风速有关，二者关系为

$$P_{Wt}=\begin{cases}0 & v<v_{in}\\ \alpha_{wind}v^2+\beta_{wind}v+\gamma_{wind} & v_{in}\leqslant v\leqslant v_N\\ P_{WT} & v_N\leqslant v\leqslant v_{out}\\ 0 & v\geqslant v_{out}\end{cases} \tag{9}$$

式中，v_{in}为机组切入风速；v_N为机组额定风速；v_{out}为机组切出风速；P_{WT}为最大输出功率。

2 多时间尺度运行优化模型

本文提出的多时间尺度调度优化模型主要由日前运行优化模型和日内滚动运行优化模型构成。其中考虑到风光负荷的预测准确度的提升，日前运行优化模型采用次日预测的数据进行优化，以24 h为一个调度周期。因为日前小时级别的预测误差比分钟级的预测误差要高，所以对日前计划进行调整，日内采用调度周期为4 h，时间尺度为15 min，滚动优化，完成对日前调度计划的修正。

2.1 日前运行优化模型

日前调度优化目标是保证日调度总成本最小化，数学模型为

$$C_{Total}=\min\left(C_{Oper}+C_{Gird}+C_{DR}\right) \tag{10}$$

式中，C_{Total}为日前总调度成本；C_{Oper}为微电网系统总运行维护费用；C_{Grid}为微电网与大电网交互成本；C_{DR}为需求响应负荷补偿费用。

1）日运行维护费用C_{Oper}包含蓄电池充电、放电过程中所产生的储能寿命损失费用，具体为

$$C_{Oper}=\sum_{t=1}^{T}\left|P_{Bat}(t)\right|K_{Bat}\Delta t \tag{11}$$

式中，$P_{Bat}(t)$为蓄电池t时段充放电功率（充电时$P_{Bat}(t)>0$、放电时$P_{Bat}(t)<0$）；K_{Bat}为蓄电池充放电量造成的寿命损失成本系数。

2）与电网交互成本C_{Gird}表示为

$$C_{Gird}=\sum_{t=1}^{T}\left(P_{Grid}(t)\Delta t\sigma_{Grid}\right) \tag{12}$$

式中，$P_{Gird}(t)$为t时段微电网与电网的交互功率的绝对值；σ_{Grid}为与电网交互成本系数。

3）需求响应负荷补偿费用C_{DR}为

$$C_{DR}=\lambda_e\sum_{t=1}^{T}\Delta L_{e,cut_t}+\lambda_h\sum_{t=1}^{T}\Delta L_{h,cut_t} \tag{13}$$

式中，λ_e、λ_h分别为电负荷、热负荷的单位补偿系数；$\Delta L_{e,\,cut_t}$、$\Delta L_{h,\,cut_t}$分别为中断的电负荷、热负荷。

2.2 日内优化调度数学模型

日内优化调度是减小日前优化调度方案与

实际运行之间的偏差，依据新预测的P_{PV}、P_{Wt}和P_{Load}对日内调度进行调整。日内滚动优化应为日前调整量最小，在目标函数中将调整量作为惩罚函数，因此日内优化目标函数是滚动调度周期内调整量惩罚之和最小[3]。数学表达为

$$C_{Total_0}=\min\left(C_{punish_g}+C_{punish_h}\right) \tag{14}$$

式中，C_{Punish_g}、C_{Punish_h}分别为电网各部分装置调整量的惩罚费用和热网各部分装置调整量的惩罚费用。

$$C_{punish_g}=\min\left[\Delta P_{Bat}\lambda_{bat}+\Delta P_{Gird}(t)\lambda_{gird}\right] \tag{15}$$

$$\begin{cases}\Delta P_{Bat}=\sum_{t=1}^{T}\left|\left|P_{Bat}(t)\right|-\left|P_{Bat_0}(t)\right|\right| \\ \Delta P_{Gird}=\sum_{t=1}^{T}\left|P_{Gird}(t)-P_{Gird_0}(t)\right|\end{cases} \tag{16}$$

式中，ΔP_{Bat}、ΔP_{Gird}分别为蓄电池、电网交互电量日内相较于日前调度方案的各自调整总量；λ_{bat}、λ_{gird}分别为蓄电池、电网交互的惩罚调整系数；$P_{Bat_0}(t)$、$P_{Gird_0}(t)$分别为日内蓄电池、电网交互的电功率。

$$C_{punish_h}=\min\left[\Delta P_{HS}\lambda_{HS}+\Delta P_{HP}(t)\lambda_{HP}\right] \tag{17}$$

$$\begin{cases}\Delta P_{HS}=\sum_{t=1}^{T}\left|\left|P_{HS}(t)\right|-\left|P_{HS_0}(t)\right|\right| \\ \Delta P_{HP}=\sum_{t=1}^{T}\left|P_{HP}(t)-P_{HP_0}(t)\right|\end{cases} \tag{18}$$

式中，ΔP_{HS}、ΔP_{HP}分别为储热罐、热泵日内相较于日前调度方案的各自调整总量；λ_{HS}、λ_{HP}分别为储热罐、热泵的惩罚调整系数；$P_{HS_0}(t)$、$P_{HP_0}(t)$分别为t时段日内储热罐、热泵的电功率。

2.3 日前日内优化调度约束条件

（1）功率平衡约束

$$\begin{aligned}&P_{Load}(t)+P_{Bat_dis}(t)+P_{Buy}(t)\\&=P_{WT}(t)+P_{PV}(t)+P_{Bat_cha}(t)+P_{Sell}(t)\end{aligned} \tag{19}$$

$$Q_{Hp_t}+H_{HS_dis_t}=L_{h_t}+H_{HS_chr_t} \tag{20}$$

式中，$P_{Load}(t)$为微电网t时段的负荷需求功率；$P_{Bat_dis}(t)$为t时段蓄电池组的放电功率；$P_{Buy}(t)$为t时段微电网向大电网的购电功率；$P_{Wt}(t)$、$P_{PV}(t)$分别为t时段风电出力与光伏发电功率；$P_{Bat_Cha}(t)$为t时段蓄电池组的充电功率；$P_{Sell}(t)$为t时段微电网向大电网的卖电功率；L_{h_t}为t时段系统所需热功率。

（2）联络线传输功率约束

$$P_{Gird}^{min}\leqslant P_{Grid,t}\leqslant P_{Gird}^{max} \tag{21}$$

式中，P_{Gird}^{min}为微电网与大电网的联络线的最小传输功率；P_{Gird}^{max}为微电网与大电网的联络线的最大传输功率。

（3）储能运行约束

本文蓄电池约束分为功率约束以及容量约束（储能SOC约束），即

$$\begin{cases}0\leqslant P_{Bat_cha}(t)\leqslant P_{Bat_cha,max}\\0\leqslant P_{Bat_dis}(t)\leqslant P_{Bat_Dis,max}\\P_{Bat_dis,max}=\min\left\{\left(SOC^{max}-SOC_{t-1}\right)C_{Bat}\eta_{dis},P_{Bat_E}\right\}\\P_{Bat_cha,max}=\min\left\{\left(SOC^{max}-SOC_{t-1}\right)C_{Bat}\dfrac{1}{\eta_{cha}},P_{Bat_E}\right\}\end{cases} \tag{22}$$

式中，$P_{Bat_cha}(t)$、$P_{Bat_dis}(t)$为t时段蓄电池的充电功率、放电功率；$P_{Bat_cha,max}$、$P_{Bat_dis,max}$分别为t时段蓄电池最大充充、放电功率；C_{Bat}为蓄电池的额定容量；P_{Bat_E}为蓄电池的额定功率。

（4）存储电量约束

$$\begin{cases}SOC_{min}\leqslant SOC_t\leqslant SOC_{max}\\SOC_{star}=SOC_{end}\end{cases} \tag{23}$$

式中，SOC_t为t时段的容量；SOC_{max}、SOC_{min}为蓄电池的容量上下限，为保证调度周期的连续性，蓄电池初始与结束时存储电量保持一致，即初始电量SOC_{star}和SOC_{end}一致。

（5）风电光伏出力约束

$$0\leqslant P_{PV}(t)\leqslant N_{PV}P_{PV0}(t) \tag{24}$$

$$0\leqslant P_{WT}(t)\leqslant N_{WT}P_{WT0}(t) \tag{25}$$

式中，$P_{WT}(t)$、$P_{PV}(t)$分别为风电场和光电站t时段输出功率；N_{WT}、N_{PV}分别为风力发电机数量、光伏组件的数量；$P_{WT0}(t)$、$P_{PV0}(t)$分别为单台风力发电机t和单个光伏组件t时段的输出功率。

2.4 价格需求响应模型（DR）

需求响应是一种良性互动，帮助电网优化负荷，提高电网的可靠性，同时帮助用户节省电费，形成双赢的局面[7]。DR模型主要针对负荷中

像电负荷和热负荷等一类不可调度的资源，以电价或者热价为信号引导用户改变原有的用电或用热习惯，达到削峰填谷目的的一种有效措施[8]。不同的负荷对同样的电价/热价反映不同，将价格型需求响应负荷分为可中断负荷（Curtailable Load，CL）和可转移负荷（Shiftable Load，SL）[9]。所以CL和SL均适用于分析需求响应电负荷和需求响应热负荷。

2.5 可中断负荷需求响应建模

可中断负荷通过判断DR前后电价/热价的变化，进而决定是否中断自身负荷。一般用价格需求弹性矩阵描述DR特性，弹性矩阵$\boldsymbol{E}(m,n)$中的第m行第n列的元素$e_{m,n}$表示电价/热价弹性系数，数学模型为

$$e_{m,n}=\frac{\Delta P_{\mathrm{L},m_\mathrm{e}}/P_{\mathrm{L},m_\mathrm{e}0}}{\Delta\rho_n/\rho_{n_0}} \tag{26}$$

式中，$\Delta P_{\mathrm{L},m_\mathrm{e}}$为$m$时刻响应前后负荷变化量；$P_{\mathrm{L},m_\mathrm{e}0}$为负荷原始量；$\Delta\rho_n$为需求响应前后$n$时刻电价/热价变化量；$\rho_{n_0}$为$n$时刻原电价。

需求响应后可中断负荷的变化量$\Delta P_{\mathrm{CL},m_\mathrm{e}}$为

$$\Delta P_{\mathrm{CL},m_\mathrm{e}}=P_{\mathrm{CL},m_\mathrm{e}0}\left[\sum_{n=1}^{24}\boldsymbol{E}_{\mathrm{CL}}(m,n)\frac{\rho_n-\rho_{n_0}}{\rho_{n_0}}\right] \tag{27}$$

式中，$P_{\mathrm{CL},m_\mathrm{e}0}$为$m$时刻原来可中断负荷量；$\boldsymbol{E}_{\mathrm{CL}}(m,n)$为可中断负荷价格需求弹性矩阵；$\rho_n$为$n$时刻电价/热价。

2.6 可转移负荷需求响应建模

可转移负荷原理是用户根据自身需求和实时电价/热价信息，灵活调整用能时间，使得高电价/高热价下的负荷转移到低、平电价时段下。那么可转移变化量的数学模型为

$$\Delta P_{\mathrm{SL},m_\mathrm{e}}=P_{\mathrm{SL},m_\mathrm{e}0}\left[\sum_{n=1}^{24}\boldsymbol{E}_{\mathrm{SL}}(m,n)\frac{\rho_n-\rho_{n_0}}{\rho_{n_0}}\right] \tag{28}$$

式中，$P_{\mathrm{SL},m_\mathrm{e}0}$为$m$时刻原来可转移负荷量；$\boldsymbol{E}_{\mathrm{CL}}(m,n)$为可转移负荷价格需求弹性矩阵。

3 算例分析

在日前阶段，通过对比有无需求响应的调度结果来评估需求响应的优越性；在日内阶段，通过滚动优化，进一步减小风电、光伏和负荷预测误差，降低系统调度带来的不确定性，提高系统的可靠性。

3.1 算例数据

本文根据模型选用数据风机额定功率为500 kW，光伏阵列总输出功率为320 kW，储能系统总容量为400 kW·h，充放电额定功率为60 kW，热泵额定功率为400 kW，电负荷峰值为440 kW，热负荷峰值为570 kW，储热罐额定容量为2 400 kW·h，储热罐最大充放热功率为600 kW。

3.2 算例分析

为了验证模型的有效性，基于MATLAB构造了多时间尺度下微能源网系统的仿真模型，并在其他条件和仿真参数均相同下设立两种场景进行对比分析：①不考虑电负荷和热负荷的需求响应；②考虑电负荷和热负荷的需求响应。

图2为综合需求响应前后用户热负荷对比图。由图2可以看出，需求响应前后负荷从较大的峰谷差变成了较为平缓。在0:00—4:00和20:00—22:00期间，负荷达到了高峰，在热价引导和补偿激励作用下，部分负荷在该时段中断自身负荷；另一方面可转移负荷从该时段转移至5:00—19:00和23:00—24:00时段。热负荷引入需求响应机制后起到了削峰填谷的作用，有效平抑了热负荷波动。图3所示的电负荷的需求响应过程同热负荷类似，在此不再赘述。

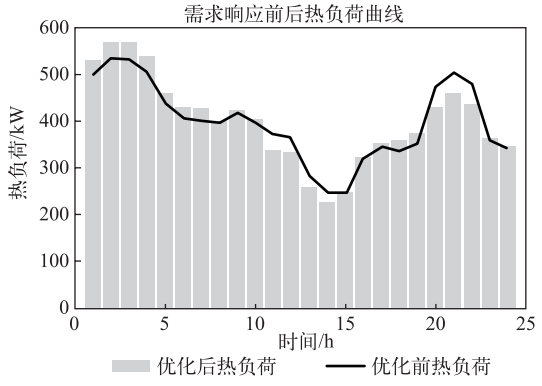

图 2 为需求响应前后用户热负荷对比

Fig. 2 Shows the comparison of user heat load before and after demand response

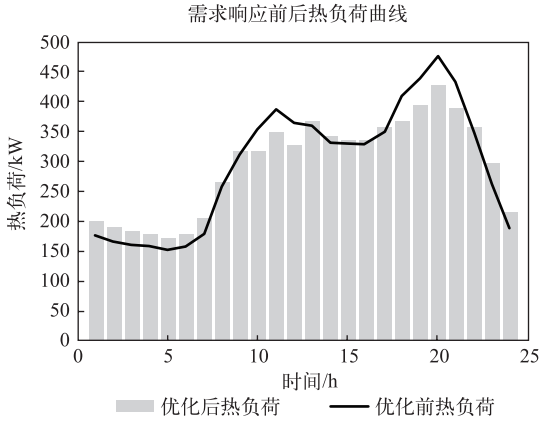

图 3　为需求响应前后用户电负荷对比

Fig. 3 Shows the comparison of user electricity load before and after demand response

3.3　日内调度结果分析

在日内滚动优化调度中，以日内各分布式电源出力与日前调度计划的功率方差之和最小为优化目标，利用15 min级滚动更新的风电、光伏和负荷数据进行滚动优化。

随着时间尺度的缩短，风电、光伏和负荷的预测准确度得到提高，通过超短期预测数据滚动优化日内调度结果是减小风电、光伏和负荷预测误差对系统调度影响的有效手段，在日前调度计划的基础上，利用更新的预测信息进一步调整分布式电源在日内的出力，保持系统功率平衡的同时，使各分布式电源的日内调整量尽可能小，是日内调度的主要优化目标[10]。

图4分别为日前/日内蓄电池充放电功率曲线对比图和日前/日内热罐充放热功率曲线对比图。

图5分别为日前/日内购售电功率曲线对比图和日前/日内热泵功率曲线对比图。

由图4和图5可知，购售电功率、热泵功率和储热罐功率日内调整量较小，几乎与日前调度计划重合，而蓄电池调整量相对较大，与日前调度计划的偏离量较小，整体优化效果良好。蓄电池具备快速响应能力，因此在日前调度计划的基础上，快速响应风电、光伏和负荷变化，从而平抑了微电网系统为计划波动的功率，保障了微电网多能源系统的安全稳定运行。

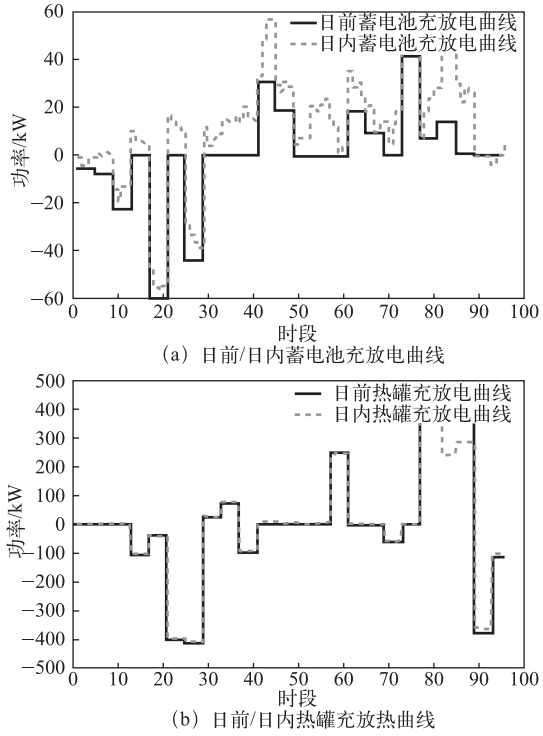

图 4　充放电功率曲线和充放热曲线

Fig. 4 Charging and discharging power curve and charging and discharging heat curve

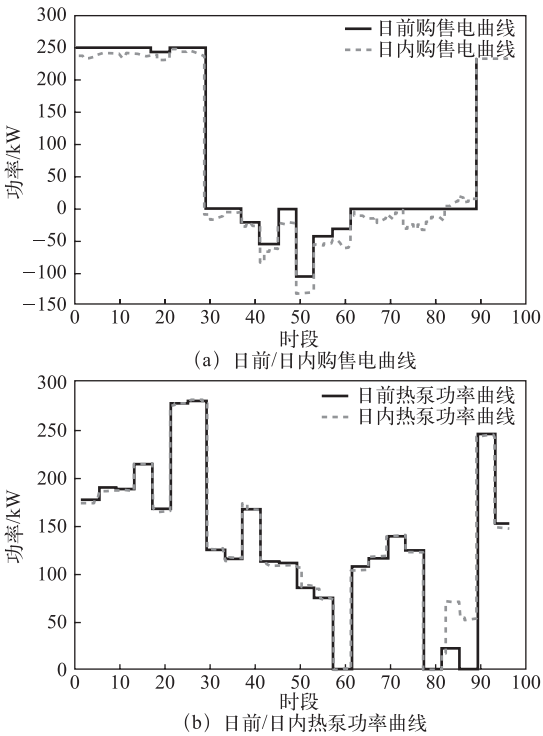

图 5　购售电曲线和热泵功率曲线

Fig. 5 Purchasing and selling electricity curve and heat pump power curve

4 结束语

综上分析，通过结合基于需求响应的日前调度策略和日内滚动调度策略，提高了微能源网多源系统运行的经济性，同时利用多时间尺度下逐级修正的方法，提高了系统调度的准确性，保证了系统运行的可靠性。通过仿真算例验证了本文所提调度策略的优越性和有效性。

参考文献

[1] 王成山，吕超贤，李鹏，等．园区型综合能源系统多时间尺度模型预测优化调度[J]．中国电机工程学报，2019，39(23)：6791-6803，7093．

[2] 何畅，程杉，徐建宇，等．基于多时间尺度和多源储能的综合能源系统能量协调优化调度[J]．电力系统及其自动化学报，2020，32(2)：77-84，97．

[3] 张尧翔，刘文颖，庞清仑，等．计及综合需求响应参与消纳受阻新能源的多时间尺度优化调度策略[J]．电力建设，2023，44(1)：1-11．

[4] 张彼德，陈颖倩，李孟洁，等．含热泵和相变储能的多能互补微能源网运行优化方法研究[J]．电力系统保护与控制，2021，49(1)：106-114．

[5] 汤翔鹰，胡炎，耿琪，等．考虑多能灵活性的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]．电力系统自动化，2021，45(4)：81-90．

[6] 陈超．基于STM32的微能源网控制器的研究与设计[D]．包头：内蒙古科技大学，2021

[7] 王建波，王春亮，魏强，等．用户侧储能参与需求响应的多时间尺度优化调度策略研究[J]．电气工程学报，2021，16(3)：115-122．

[8] 崔杨，修志坚，刘闯，等．计及需求响应与火–储深度调峰定价策略的电力系统双层优化调度[J]．中国电机工程学报，2021，41(13)：4403-4415．

[9] 马腾飞．多能互补微能源网综合需求响应研究[D]．北京：北京交通大学，2019．

[10] 黄炜栋，李杨，李璟延，等．考虑可再生能源不确定性的风-光-储-蓄多时间尺度联合优化调度[J]．电力自动化设备，2023，43(4)：91-98．

作者简介

袁航航（1997—），男，硕士研究生，研究方向为微能源网系统优化运行。

（收稿日期：2023-02-26）