DOI:10.14188/j.1671-8844.2024.0205 文章编号:1671-8844(XXXX)XX-0001-10

基于CVaR考虑故障场景下的微电网可靠供电运行策略研究

肖志鹏[1,2],孙建军[1,2],毛志鹏[1,2],黄志强[1,2],赵永辉[3],欧阳继能[3]

(1. 武汉大学电气与自动化学院,湖北 武汉 430072; 2. 综合能源电力装备及系统安全湖北省重点实验室,湖北 武汉 430072; 3. 海军工程大学电气工程学院,湖北 武汉 430033)

摘要:针对现阶段微电网(Microgrid, MG)调度策略中设备故障缺乏考虑问题,构建含MG内部设备故障的多场景运行优化模型,设置高额的单位失负荷成本并引入条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)作为优化目标的一部分,在优化计算过程中对在MG正常检修维护下高损失、低概率故障的运行成本进行限制。最后通过算例,验证了所提策略的有效性。

关键词:微电网;运行优化;可靠供电;条件风险价值

中图分类号:TM 732 **文献标志码:**A

Research on reliable power supply operation strategy of microgrid considering fault scenarios based on CVaR

XIAO Zhipeng[1,2], SUN Jianjun[1,2], MAO Zhipeng[1,2], HUANG Zhiqiang[1,2], ZHAO Yonghui[3], OUYANG Jineng[3]

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China; 2. Hubei Provincial Key Laboratory of Comprehensive Energy Power Equipment and System Safety, Wuhan 430072, China; 3. College of Electrical Engineering, Naval University of Engineering, Wuhan 430033, China)

Abstract: In response to the lack of consideration for ensuring power supply under equipment failures in the current research on microgrids (MG) scheduling strategies, by constructing a multi scenario operation optimization model containing internal equipment failures in MG, setting high unit load loss costs and introducing conditional value at risk (CVaR) as part of the optimization objective, the operation cost of high loss and low probability faults under normal maintenance of MG is limited in the optimization calculation process. Finally, the effectiveness of the proposed strategy was verified through numerical examples.

Key words: microgrid; operational optimization; reliable power supply; conditional value at risk

随着能源危机与环境污染问题愈加严峻,以光伏(photovoltaic, PV)和风电(wind turbine, WT)为代表的分布式电源(distributed generations, DG)与储能(Energy storage system, ESS)、负荷构成的微

收稿日期:2024-12-28

作者简介:肖志鹏(2002-),男,硕士研究生,从事电力系统运行优化研究,E-mail: 2497564313@qq.com。

通信作者:孙建军(1975-),男,博士,教授,从事电能质量分析及治理、电力电子系统及微电网的建模与分析, E-mail: jjsun@whu.edu.cn。

基金项目:国家重点研发计划项目("海洋环境安全保障与岛礁可持续发展"重点专项 2022-3.1)。

本文引用格式:肖志鹏,孙建军,毛志鹏,等.基于CVaR考虑故障场景下的微电网可靠供电运行策略研究[J].武汉大学学报(工学版),XXXX,XX(XX):1-10.

Citation: XIAO Zhipeng, SUN Jianjun, MAO Zhipeng, et al. Research on reliable power supply operation strategy of microgrid considering fault scenarios based on CVaR[J]. Engineering Journal of Wuhan University, XXXX, XX(XX):1-10.

电网(microgrid, MG),因具备功率自给、能源清洁的优势而被广泛应用[1-4]。合理、经济的MG运行调度策略可为其调度方案提供理论指导,实现运行降本增利[5],也可作为其建设规划的评估依据,通过运行优化计算出拟定规划建设方案的运行成本以衡量方案的优劣,实现对建设效益的评估[6]。

现阶段,MG运行调度策略的制定主要通过建立并求解其运行优化模型。MG内部的设备都有比较成熟的功率调度模型。在电源方面,MG设备主要有PV、WT等不可控DG[7]及柴油发电机[8]、微型燃气轮机[9]、生物质能发电[10]等可控DG(以下统称自备机组);在储能方面,MG以电池储能[11-14]为主。

在MG运行优化模型的优化方面,大部分研究针对经济性指标,也有部分研究考虑了环境效益型指标和保障供电指标。文献[15]建立考虑经济效益最大化、功率供给亏欠率(loss of power supply probability, LPSP)最小化、可再生能源功率波动最小化的MG多目标优化模型,对MG在不同功能定位下的运行策略提供理论指导。文献[16]建立碳捕集装置的数学模型,并将MG运行过程中的碳交易成本作为环境效益型的经济指标,提出一种低碳经济的MG运行策略。文献[17]在MG运行优化目标中加入污染物治理费用,使其更倾向于使用清洁能源。

在针对不确定性的多场景MG运行优化研究中,PV、WT等新能源功率不确定受到关注。文献[18]对不确定性影响下MG调节的随机响应进行随机优化问题建模,采用用于描述源荷不确定性随机分布的标准化随机响应面法样本,建立MG调节随机响应的线性约束函数,并通过蒙特卡罗法采样验证该方法的有效性。文献[19]针对MG内新能源功率的不确定性建立基于区间优化方法的多目标运行优化模型,用区间变量表征PV、WT输出功率的不确定性,并采用多生产者混沌群搜索优化器优化算法求解,验证模型的有效性。文献[20]针对考虑分时电价下的MG经济运行问题,对新能源的不确定性下的运行成本采用风险价值(value at risk, VaR)评估与限制极端场景下的MG运行成本,实现风险与成本之间的合理权衡。

总体来看,MG内部的大部分设备已有较为完善的模型研究基础,而在建模方面,大部分文献重点关注如何实现MG的经济运行,而对如何制定MG考虑设备故障下保障供电的运行方案缺乏关注;也有不少文献针对MG内部的不确定性因素进行建模分析,但绝大部分仅聚焦于PV、WT和负荷的功率不确定性,对MG内部设备是否出现故障的情况研究较少。为此,本文提出一种基于条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)考虑设备故障的微电网保障供电运行策略,针对MG故障下的可靠供电问题,构建含MG内部设备故障的多场景运行优化模型,设置高额的单位失负荷成本并引入CVaR作为优化目标的一部分,对在MG正常检修维护下高损失、低概率故障场景的运行成本进行限制。

1 考虑N-1故障场景的微电网运行优化模型建模方法

1.1 CVaR理论简介

CVaR是一种用于衡量投资行为在未来一段时间内损失风险情况的经济性指标,其定义在VaR基础上产生,目前在金融市场已有成熟应用。

在经济领域中,VaR是指在一定置信水平下,所采取的某一种投资在未来一段时间内的最大可能损失,其定义式表示如下:

$$\mathrm{VaR}_{\beta}(x)=\min\{\alpha\in\mathrm{R}|\Psi(x,\alpha)\geqslant\beta\} \tag{1}$$

式中:$\mathrm{VaR}_{\beta}(x)$为在置信水平为β时采取决策变量x的VaR;$\Psi(x,\alpha)$为按决策变量x实行投资后损失小于α的累计概率。

$$\Psi(x,\alpha)=\int_{f(x,\omega)\leqslant\alpha}p(\omega)\mathrm{d}\omega,\quad \omega\in\Omega \tag{2}$$

式中:$f(x,\omega)$为按决策变量x实行投资后的损失;ω表征投资损失不确定性;$p(\omega)$为不确定性ω出现的概率;Ω为所有不确定性的集合。VaR的实际含义可简单理解为:在所有不确定性情况中,投资损失低于VaR的概率为置信水平β,即VaR为β分位点的投资损失,如图1所示。可见VaR具有定义简单、易于理解、计算实现较简便的特点。

图1中,A、B两种投资损失分布曲线虽不同,但

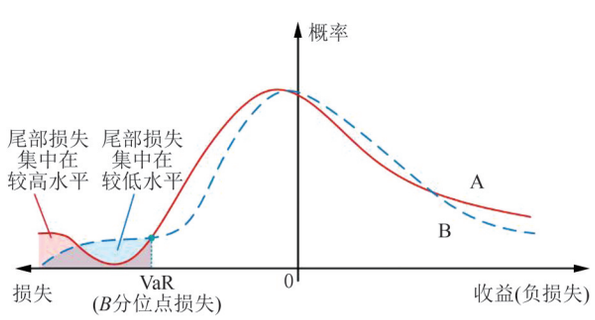


图1 VaR定义及其特征

Fig.1 VaR definition and its characteristics

通过计算VaR度量出的损失风险有可能是相同的。然而A投资中大于VaR的损失集中分布在较大区域，而B投资集中在更接近VaR的区域，显然在置信区间外A投资面临比B投资承受更大损失的风险。由此可见VaR并不能对置信区间外的小概率、高损失情况进行描述，这种情况被称为VaR的“尾部风险”。虽然VaR分位点以外的风险发生概率极小，容易被人们忽略，但其若一旦发生便会造成极其严重的经济损失，甚至带来危机。

由于VaR在衡量风险损失中存在不足，Rockafellar R T等基于VaR提出了CVaR指标，置信水平为β、采取决策变量x的CVaR，即$\mathrm{CVaR}_\beta(x)$表达式如下：

$$\mathrm{CVaR}_\beta(x)=\frac{1}{1-\beta}\int_{f(x,\omega)\geqslant \mathrm{VaR}_\beta(x)} f(x,\omega)\,p(\omega)\,\mathrm{d}\omega=\mathrm{VaR}_\beta(x)+\frac{1}{1-\beta}\int_{\omega\in\Omega}\max\left\{f(x,\omega)-\mathrm{VaR}_\beta(x),0\right\}p(\omega)\,\mathrm{d}\omega \tag{3}$$

可以看出，CVaR为超过VaR部分的期望损失，能够区分出图1中A、B两种投资的损失风险。显然在置信度为β时，投资A的CVaR比投资B大，即意味着在小概率下，投资A最差情况中的损失期望要高于投资B。一般情况下，同一置信度下的CVaR大于VaR，两者的关系如图2所示。针对式(3)中含有VaR项计算较为复杂，CVaR也可以转化为优化问题进行求解，推导证明过程可参见文献[21]。

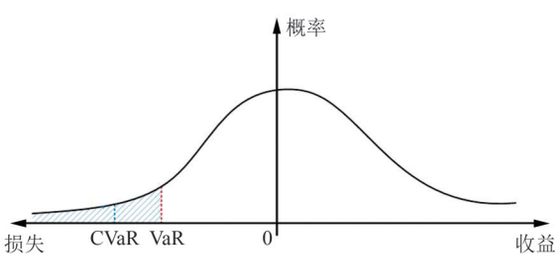


图2 CVaR与VaR关系示意图

Fig.2 Schematic diagram of the relationship between CVaR and VaR

1.2 考虑N-1设备故障多场景的运行优化模型构建思路

威胁MG持续供电的一个重要因素是设备或者线路的故障。由于接入设备有限，当内部设备出现故障而退出运行时，内部供电容量减少，可能导致网内重要负荷失电，造成重大经济损失。因此，在调度方案制定阶段，除关注调度方案的经济性外，还需要考虑调度方案应对故障情况的能力，为突发事故应急作好准备。

针对考虑设备故障的运行优化模型，需要在正常运行场景基础上构建故障场景。在正常运维与检修下，MG内的设备能够得到比较好的维护，其故障率一般很低。为方便建模计算与分析，本文在建立MG运行优化模型时忽略多台设备同时故障、单台设备不同时刻故障等高阶故障，仅考虑在日内其中一个时刻发生N-1故障，并在设置设备故障场景时有如下假设：1）同一设备不同时刻发生故障的概率相等，不同设备不同时刻的故障相互独立；2）设备故障且发生时间在整点，且故障时间恰好为1 h。

在选择优化目标时，将发电成本、失负荷成本、弃风弃光成本、运行损耗、与配电网交换功率成本综合考虑到运行成本中。同时，为限制作为高损失、低概率的故障事件所带来的损失，基于CVaR理论将运行的风险成本纳入优化目标。相比传统优化模型以运行经济性最优作为唯一优化目标，所增设的风险成本项限制了故障发生后的损失上限，降低极端故障带来的危害性。

如图3所示，本文所构建的优化模型综合考虑了不同时刻、不同故障发生的各种情况，优化计算中的MG调度方案由各时刻是否发生故障实行分类讨论；MG故障发生前运行状态与正常运行时保持一致，仅在故障发生后才对当前场景进行独立优化；采用CVaR限制极端严重故障的损失。可见本文构建的运行优化模型所得结果相对于单一正常运行场景的优化具有更强的故障应对能力，能够实现兼顾供电保障的优化目的。

对于MG，在制定调度方案前可获得新能源DG和负荷的预测功率曲线，将其设置为正常运行场景的功率曲线。为方便模型构建与论述，在图3所有故障场景中将故障前的状态补全，所设置的故障场景如图4所示。

在N-1故障的场景中，场景概率主要取决于各设备的故障概率。假设每小时的线路故障概率为p_{bran}、设备故障概率为p_{dev}，对于一个具有m条线路、n台设备的MG，N-1故障场景中设备故障场景的概率$p_{\mathrm{bran,day}}$和线路故障场景的概率$p_{\mathrm{dev,day}}$可计算如下：

$$p_{\mathrm{bran,day}}=\left(1-p_{\mathrm{bran}}\right)^{mT-1}\left(1-p_{\mathrm{dev}}\right)^{nT}p_{\mathrm{bran}} \tag{4}$$

$$p_{\mathrm{dev,day}}=\left(1-p_{\mathrm{bran}}\right)^{mT}\left(1-p_{\mathrm{dev}}\right)^{nT-1}p_{\mathrm{dev}} \tag{5}$$

式中：T为优化模型中1 d的时间间隔个数。上述假设MG的线路故障场景有mT个，设备故障场景有nT个。在不考虑1 d内多设备同时故障或多次故障

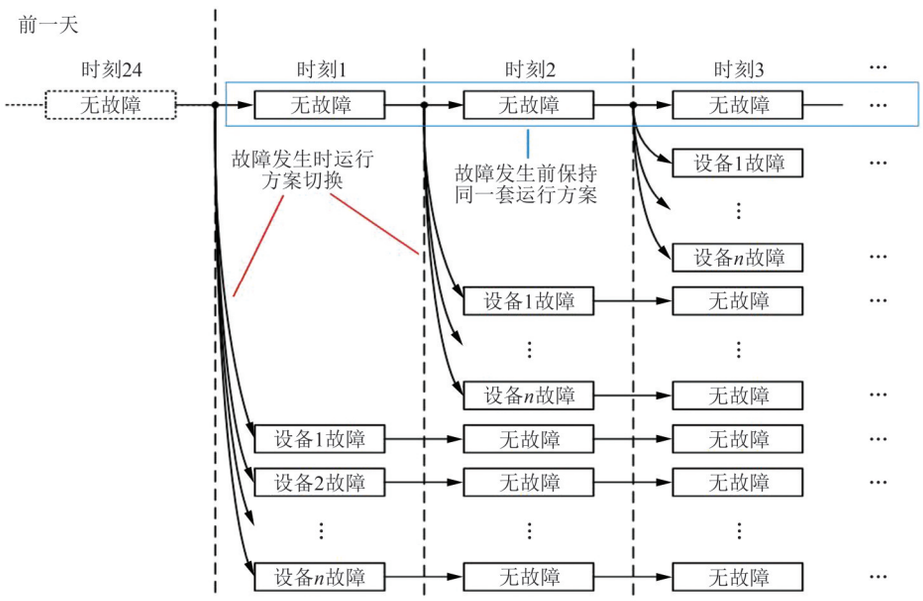


图3 考虑故障发生的MG优化运行场景间的关联性

Fig.3 The correlation between MG optimization operation scenarios under fault occurrence

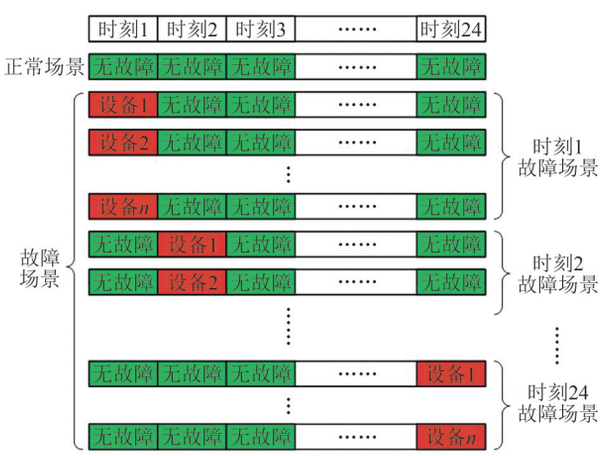


图4 基于正常运行场景的N-1故障场景设置示意图

Fig.4 Schematic diagram of N-1 fault scenario setting based on normal operating scenarios

情况下,正常运行场景的概率满足如下条件:

$$\sum_{\omega\in\Omega_{\mathrm{nor}}}p(\omega)=1-\sum_{\omega\in\Omega_{\mathrm{fault,bran}}}p(\omega)-\sum_{\omega\in\Omega_{\mathrm{fault,dev}}}p(\omega)\quad(6)$$

式中:Ω_{nor}为正常运行场景的集合;$\Omega_{\mathrm{fault,bran}}$、$\Omega_{\mathrm{fault,dev}}$分别为线路、设备故障场景的集合。

2 考虑N-1设备故障不确定性的系统运行优化模型

2.1 目标函数

优化模型的目标函数为正常和故障运行场景下的期望运行费用与故障发生情况下运行成本的风险成本的加权求和最小,即:

$$\begin{aligned}\min\ f=&\lambda_{\mathrm{CVaR}}\sum_{\omega\in\Omega_{\mathrm{all}}}f_{\mathrm{c}}(\omega)p(\omega)+\\&(1-\lambda_{\mathrm{CVaR}})\underset{\omega\in\Omega_{\mathrm{fault}}}{\mathrm{CVaR}_{\beta}}\left(f_{\mathrm{c}}(\omega)\right)=\\&\lambda_{\mathrm{CVaR}}\underset{\omega\in\Omega_{\mathrm{all}}}{E}\left(f_{\mathrm{c}}(\omega)\right)+(1-\lambda_{\mathrm{CVaR}})\underset{\omega\in\Omega_{\mathrm{fault}}}{\mathrm{CVaR}_{\beta}}\left(f_{\mathrm{c}}(\omega)\right)\end{aligned}\quad(7)$$

式中:$f_{\mathrm{c}}(\omega)$为场景ω下的运行成本;$E\left(f_{\mathrm{c}}(\omega)\right)$为$f_{\mathrm{c}}(\omega)$的期望;$\Omega_{\mathrm{all}}$为所有运行场景的集合;$\Omega_{\mathrm{fault}}$为故障场景的集合;$\lambda_{\mathrm{CVaR}}$为加权系数,取值区间为[0,1]。当加权系数较大时,优化求解时会优先考虑故障场景下的供电调度优化,以降低故障场景带来的损失;当加权系数较小时,则会优先考虑正常运行的调度经济性,降低运行成本。以此通过多场景建模实现微电网的可靠供电。

目标函数中的运行成本主要由5部分组成:

$$f_{\mathrm{c}}(\omega)=f_1(\omega)+f_2(\omega)+f_3(\omega)+f_4(\omega)+f_5(\omega)\quad(8)$$

式中:$f_1(\omega)$为发电成本;$f_2(\omega)$为失负荷成本;$f_3(\omega)$为弃风弃光成本;$f_4(\omega)$为损耗成本;$f_5(\omega)$为交换功率成本。

$$\begin{aligned}f_1(\omega)=&\sum_t\Big(\sum_i P^{\mathrm{PV}}_{i,t,\omega}c_{\mathrm{PV}}+\sum_i P^{\mathrm{WT}}_{i,t,\omega}c_{\mathrm{WT}}+\\&\sum_i F^{\mathrm{MDG}}_{i,t,\omega}c_{\mathrm{fuel}}\Big)\Delta t=\sum_t\Big(\sum_i P^{\mathrm{PV}}_{i,t,\omega}c_{\mathrm{PV}}+\\&\sum_i P^{\mathrm{WT}}_{i,t,\omega}c_{\mathrm{WT}}+\sum_i P^{\mathrm{MDG}}_{i,t,\omega}c_{\mathrm{MDG}}+\sum_i \mu^{\mathrm{MDG}}_{i,t,\omega}c^{\mathrm{nl}}_{\mathrm{MDG}}\Big)\Delta t\end{aligned}\quad(9)$$

式中:$P^{\mathrm{PV}}_{i,t,\omega}$、$P^{\mathrm{WT}}_{i,t,\omega}$、$P^{\mathrm{MDG}}_{i,t,\omega}$分别为场景$\omega$下$t$时刻节点$i$的PV、WT、自备机组注入功率;$c_{\mathrm{fuel}}$为自备机组的单位燃料成本;$c_{\mathrm{PV}}$、$c_{\mathrm{WT}}$、$c_{\mathrm{MDG}}$分别为PV、WT、自备

机组的单位发电成本；$\mu_{i,t,\omega}^{\mathrm{MDG}}$为场景$\omega$下$t$时刻节点$i$自备机组的运行台数；$c_{\mathrm{MDG}}^{\mathrm{nl}}$为1台自备机组开启时单位时间的空载运行成本；$\Delta t$为运行优化考虑的最小时间间隔，一般取1 h。

$$f_2(\omega)=\sum_t\sum_i P_{i,t,\omega}^{\mathrm{ps}}c_{\mathrm{ps}}\Delta t \tag{10}$$

式中：$P_{i,t,\omega}^{\mathrm{ps}}$为场景$\omega$下$t$时刻节点$i$接入负荷的失负荷功率；$c_{\mathrm{ps}}$为失负荷单位成本。

$$f_3(\omega)=\sum_t\sum_i P_{i,t,\omega}^{\mathrm{ws}}c_{\mathrm{ws}}\Delta t \tag{11}$$

式中：$P_{i,t,\omega}^{\mathrm{ws}}$为场景$\omega$下$t$时刻节点$i$接入新能源的弃风弃光功率；$c_{\mathrm{ws}}$为弃风弃光的单位成本。

$$f_4(\omega)=\sum_t\sum_i\left[\left(1-\eta_{\mathrm{ch}}\right)P_{\mathrm{ch},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}-\frac{1-\eta_{\mathrm{dis}}}{\eta_{\mathrm{dis}}}P_{\mathrm{dis},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}\right]c_{\mathrm{loss}}\Delta t \tag{12}$$

式中：$P_{\mathrm{ch},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}$、$P_{\mathrm{dis},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}$分别为场景$\omega$下$t$时刻节点$i$接入ESS的充电、放电功率；$\eta_{\mathrm{ch}}$、$\eta_{\mathrm{dis}}$分别为ESS的充电、放电效率；$c_{\mathrm{loss}}$为损耗的单位成本。

$$f_5(\omega)=\sum_t\sum_i\left(P_{\mathrm{buy},i,t,\omega}^{\mathrm{ADN}}c_{\mathrm{buy}}+P_{\mathrm{sell},i,t,\omega}^{\mathrm{ADN}}c_{\mathrm{sell}}\right)\Delta t \tag{13}$$

式中：$P_{\mathrm{buy},i,t,\omega}^{\mathrm{ADN}}$、$P_{\mathrm{sell},i,t,\omega}^{\mathrm{ADN}}$分别为场景$\omega$下$t$时刻节点$i$向配电网的购电、售电功率，若节点$i$不为并网点则两者为0；$c_{\mathrm{buy}}$、$c_{\mathrm{sell}}$分别为单位购电、售电成本。$f_5(\omega)$为负说明售电费用大于购电费用，MG在售购电行为上有正收益。

2.2 约束条件

1）负荷与设备约束

$$P_{i,t,\omega}^{\mathrm{WT}}\leqslant P_{i,t,\omega}^{\mathrm{WT,for}},\quad -Q_{\mathrm{max},i}^{\mathrm{WT}}\leqslant Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{WT}}\leqslant Q_{\mathrm{max},i}^{\mathrm{WT}} \tag{14}$$

$$P_{i,t,\omega}^{\mathrm{PV}}\leqslant P_{i,t,\omega}^{\mathrm{PV,for}},\quad -Q_{\mathrm{max},i}^{\mathrm{PV}}\leqslant Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{PV}}\leqslant Q_{\mathrm{max},i}^{\mathrm{PV}} \tag{15}$$

$$P_{i,t,\omega}^{\mathrm{PV}}+P_{i,t,\omega}^{\mathrm{WT}}+P_{i,t,\omega}^{\mathrm{ws}}-P_{i,t,\omega}^{\mathrm{PV,for}}-P_{i,t,\omega}^{\mathrm{WT,for}}=0 \tag{16}$$

式中：$P_{i,t,\omega}^{\mathrm{WT,for}}$、$P_{i,t,\omega}^{\mathrm{PV,for}}$分别为场景$\omega$下$t$时刻节点$i$的WT、PV的预测功率；$Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{WT}}$、$Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{PV}}$分别为场景$\omega$下$t$时刻节点$i$的PV和WT输出的无功功率；$Q_{\mathrm{max},i}^{\mathrm{WT}}$、$Q_{\mathrm{max},i}^{\mathrm{PV}}$分别为节点$i$的PV、WT允许输出的最大无功功率。

$$\begin{cases}P_{i,t,\omega}^{\mathrm{load}}=\mu_{i,t,\omega}^{\mathrm{load}}P_{i,t,\omega}^{\mathrm{load,for}}\\ Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{load}}=\mu_{i,t,\omega}^{\mathrm{load}}Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{load,for}}\end{cases}\quad \mu_{i,t,\omega}^{\mathrm{load}}\in\{0,1\} \tag{17}$$

$$P_{i,t,\omega}^{\mathrm{load}}+P_{i,t,\omega}^{\mathrm{ps}}-P_{i,t,\omega}^{\mathrm{load,for}}=0 \tag{18}$$

式中：$P_{i,t,\omega}^{\mathrm{load}}$、$P_{i,t,\omega}^{\mathrm{load,for}}$分别为场景$\omega$下$t$时刻节点$i$负荷的供电有功功率、实际有功功率需求；$Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{load}}$、$Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{load,for}}$分别为场景$\omega$下$t$时刻节点$i$负荷的供电无功功率、实际无功功率需求；$\mu_{i,t,\omega}^{\mathrm{load}}$取值为0表示负荷切除，取值为1表示负荷不切除。

$$\begin{cases}\mu_{i,t,\omega}^{\mathrm{MDG}}P_i^{\mathrm{MDG,min}}\leqslant P_{i,t,\omega}^{\mathrm{MDG}}\leqslant\mu_{i,t,\omega}^{\mathrm{MDG}}P_i^{\mathrm{MDG,max}}\\ 0\leqslant\mu_{i,t,\omega}^{\mathrm{MDG}}\leqslant n\text{且}\mu_{i,t,\omega}^{\mathrm{MDG}}\in Z\end{cases} \tag{19}$$

$$-\mu_{i,t,\omega}^{\mathrm{MDG}}Q_{\mathrm{max},i}^{\mathrm{MDG}}\leqslant Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{MDG}}\leqslant\mu_{i,t,\omega}^{\mathrm{MDG}}Q_{\mathrm{max},i}^{\mathrm{MDG}} \tag{20}$$

$$1-\gamma_{i,t,\omega_j}^{\mathrm{MDG}}\leqslant\mu_{i,t,\omega_j}^{\mathrm{MDG}}\leqslant M\left(1-\gamma_{i,t,\omega_j}^{\mathrm{MDG}}\right),\quad \gamma_{i,t,\omega_j}^{\mathrm{MDG}}\in\{0,1\},\left(\omega_j\in\Omega_{\mathrm{nor}}\right) \tag{21}$$

$$\mu_{i,T_{\mathrm{fault}}(\omega_k),\omega_k}^{\mathrm{MDG}}\leqslant\mu_{i,T_{\mathrm{fault}}(\omega_k),\omega_j}^{\mathrm{MDG}}+\gamma_{i,T_{\mathrm{fault}}(\omega_k),\omega_j}^{\mathrm{MDG}}-1\quad\left(\omega_j\in\Omega_{\mathrm{nor}},\omega_k\in\Omega_{\mathrm{fault,MDG},i}\right) \tag{22}$$

$$\mu_{i,T_{\mathrm{fault}}(\omega_k),\omega_k}^{\mathrm{MDG}}\leqslant\mu_{i,T_{\mathrm{fault}}(\omega_k),\omega_j}^{\mathrm{MDG}}\quad\left(\omega_j\in\Omega_{\mathrm{nor}},\omega_k\notin\Omega_{\mathrm{fault,MDG},i}\cup\Omega_{\mathrm{nor}}\right) \tag{23}$$

式中：$Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{MDG}}$为场景$\omega$下$t$时刻节点$i$等效合并机组输出的无功功率；$\gamma_{i,t,\omega_j}^{\mathrm{MDG}}$为线性化自备机组开启台数约束所引入的中间变量；$T_{\mathrm{fault}}(\omega)$为场景$\omega$设置的故障时刻；$\Omega_{\mathrm{fault,MDG},i}$为节点$i$接入的自备机组故障场景集合。式(21)～(23)作用是将自备机组故障场景发生故障时，自备机组的可用数量为正常运行场景调度方案开启机组中的非故障机组数，以保障正常运行场景调度方案能够具备应对N-1故障的备用容量，保障供电的持续性。自备机组出现故障场景的概率近似取单台自备机组的故障概率。

$$S_{\mathrm{oc}\,i,t,\omega}=S_{\mathrm{oc}\,i,t-1,\omega}+\left(\eta_{\mathrm{ch}}\frac{P_{\mathrm{ch},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}}{S_i^{\mathrm{ESS}}}+\frac{1}{\eta_{\mathrm{dis}}}\frac{P_{\mathrm{dis},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}}{S_i^{\mathrm{ESS}}}\right)\Delta t \tag{24}$$

$$S_{\mathrm{oc}\,i}^{\min}\leqslant S_{\mathrm{oc}\,i,t,\omega}\leqslant S_{\mathrm{oc}\,i}^{\max} \tag{25}$$

$$S_{\mathrm{oc}\,i,0,\omega}=S_{\mathrm{oc}\,i,\mathrm{T},\omega} \tag{26}$$

$$0\leqslant P_{\mathrm{ch},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}\leqslant\mu_{\mathrm{ch},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}P_{\mathrm{ch},i}^{\mathrm{ESS,max}} \tag{27}$$

$$-Q_{\max}^{\mathrm{ESS}}\leqslant Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}\leqslant Q_{\max}^{\mathrm{ESS}} \tag{28}$$

$$-\mu_{\mathrm{dis},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}P_{\mathrm{dis},i}^{\mathrm{ESS,max}}\leqslant P_{\mathrm{dis},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}\leqslant 0 \tag{29}$$

$$\mu_{\mathrm{ch},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}+\mu_{\mathrm{dis},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}\leqslant 1,\mu_{\mathrm{ch},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}\in\{0,1\},\mu_{\mathrm{dis},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}\in\{0,1\} \tag{30}$$

式中：$S_{\mathrm{oc}\,i,t,\omega}$为节点$i$的ESS设备场景$\omega$下$t$时刻的荷电状态；$S_{\mathrm{oc}\,i}^{\max}$、$S_{\mathrm{oc}\,i}^{\min}$分别节点$i$的ESS设备荷电状态上、下限；$S_{\mathrm{oc}\,i,\mathrm{T},\omega}$为节点$i$的ESS设备场景$\omega$下1 d末的荷电状态；$S_i^{\mathrm{ESS}}$为节点$i$的ESS设备最大储能电量；$P_{\mathrm{ch},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}$、$P_{\mathrm{dis},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}$分别为节点$i$的ESS设备场景$\omega$下$t$时刻以注入电网为参考方向的充电、放电功率；$P_{\mathrm{ch},i}^{\mathrm{ESS,max}}$、$P_{\mathrm{dis},i}^{\mathrm{ESS,max}}$分别为节点$i$的ESS设备充电、放电功率上限；$Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}$为节点$i$的ESS设备场景$\omega$下$t$时刻输出的无功功率；$Q_{\max}^{\mathrm{ESS}}$为无功功率最大值；$\eta_{\mathrm{ch}}$、$\eta_{\mathrm{dis}}$分别为ESS设备充电、放电效率；$\mu_{\mathrm{ch},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}$、$\mu_{\mathrm{dis},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}$分别为节点$i$的ESS设备场景$\omega$下$t$时刻的充电、放电标志变量（当$\mu_{\mathrm{ch},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}$为1时，储能运行在充电状态；当$\mu_{\mathrm{dis},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}$为1时，储能运行在放电状态）。

$$0\leqslant P_{\mathrm{buy},i,t,\omega}^{\mathrm{ADN}}\leqslant P_{\mathrm{buy,max}}^{\mathrm{ADN}},\quad -P_{\mathrm{sell,max}}^{\mathrm{ADN}}\leqslant P_{\mathrm{sell},i,t,\omega}^{\mathrm{ADN}}\leqslant 0$$

(31)

式中:$P_{\text{buy,max}}^{\text{ADN}}$、$P_{\text{sell,max}}^{\text{ADN}}$分别为最大购电、售电功率。

2) MG网络约束

$$v_{i,t,\omega}^2-v_{j,t,\omega}^2-2\left(r_{ij}P_{ij,t,\omega}^{\text{bran}}+x_{ij}Q_{ij,t,\omega}^{\text{bran}}\right)\geqslant -M\left(1-\gamma_{ij,t,\omega}\right),\gamma_{ij,t,\omega}\in\{0,1\}\quad\left(\forall ij\in L_{\text{all}}^{\text{MG}}\right) \tag{32}$$

$$v_{i,t,\omega}^2-v_{j,t,\omega}^2-2\left(r_{ij}P_{ij,t,\omega}^{\text{bran}}+x_{ij}Q_{ij,t,\omega}^{\text{bran}}\right)\leqslant M\left(1-\gamma_{ij,t,\omega}\right),\left(\forall ij\in L_{\text{all}}^{\text{MG}}\right) \tag{33}$$

$$-M\gamma_{ij,t,\omega}\leqslant P_{ij,t,\omega}^{\text{bran}}\leqslant M\gamma_{ij,t,\omega},\quad -M\gamma_{ij,t,\omega}\leqslant Q_{ij,t,\omega}^{\text{bran}}\leqslant M\gamma_{ij,t,\omega},\quad\left(\forall ij\in L_{\text{all}}^{\text{MG}}\right) \tag{34}$$

式中:$v_{i,t,\omega}$、$v_{j,t,\omega}$分别为场景ω下t时刻节点i、j的电压;$P_{ij,t,\omega}^{\text{bran}}$、$Q_{ij,t,\omega}^{\text{bran}}$分别为场景$\omega$下$t$时刻线路$ij$传输的有功、无功功率;$\gamma_{ij,t,\omega}$为场景$\omega$下$t$时刻线路$ij$运行标志变量,取值为1时表示该线路投入运行;$r_{ij}$、$x_{ij}$分别为线路$ij$的电阻、电抗;$L_{\text{all}}^{\text{MG}}$为MG中所有线路的集合;$M$为取值远大于模型变量取值的常数,一般取$10^5$以上。式(32)、(33)由忽略线损的潮流方程转化而来,式(32)~(34)为MG潮流内的约束。

$$\sum_{j,\forall ji\in L_{\text{all}}^{\text{MG}}}P_{ji,t,\omega}^{\text{bran}}-\sum_{j,\forall ij\in L_{\text{all}}^{\text{MG}}}P_{ij,t,\omega}^{\text{bran}}=P_{i,t,\omega}^{\text{load}}-P_{i,t,\omega}^{\text{WT}}-P_{i,t,\omega}^{\text{PV}}+P_{\text{ch},i,t,\omega}^{\text{ESS}}+P_{\text{dis},i,t,\omega}^{\text{ESS}}-\sum_{j\in\Gamma_i^{\text{MDG}}}P_{j,t,\omega}^{\text{MDG}} \tag{35}$$

$$\sum_{j,\forall ji\in L_{\text{all}}^{\text{MG}}}Q_{ji,t,\omega}^{\text{bran}}-\sum_{j,\forall ij\in L_{\text{all}}^{\text{MG}}}Q_{ij,t,\omega}^{\text{bran}}=Q_{i,t,\omega}^{\text{load}}-Q_{i,t,\omega}^{\text{WT}}-Q_{i,t,\omega}^{\text{PV}}-Q_{i,t,\omega}^{\text{ESS}}-\sum_{j\in\Gamma_i^{\text{MDG}}}Q_{j,t,\omega}^{\text{MDG}} \tag{36}$$

$$V_{\min}{}^2\leqslant v_{i,t,\omega}\leqslant V_{\max}{}^2 \tag{37}$$

式中:Γ_i^{MDG}为节点i接入自备机组编号的集合;$V_{\max}$、$V_{\min}$分别为MG正常运行的电压上、下限,一般取偏离系统标称电压的5%~10%。式(35)-(37)为节点的功率平衡约束与电压约束。

$$\alpha_{ij,t,\omega}+\alpha_{ji,t,\omega}=\gamma_{ij,t,\omega},\quad\alpha_{ij,t,\omega}\in\{0,1\}\quad\left(\forall ij、ji\in L_{\text{all}}^{\text{MG}}\right) \tag{38}$$

$$\alpha_{ij,t,\omega}=0\quad\left(i\in B_{\text{s}}\cup B_{\text{iso},\omega,t}\right) \tag{39}$$

$$\sum_j\alpha_{ij,t,\omega}=1\quad\left(i\notin B_{\text{s}}\cup B_{\text{iso},\omega,t}\right) \tag{40}$$

式中:$\alpha_{ij,t,\omega}$为引入变量,用于表示是否子父节点关系,取值为1时表示场景ω下t时刻节点j是节点i的父节点;B_{s}为MG的首端节点(电源接入节点)集合;$B_{\text{iso},\omega}$为场景ω下t时刻MG故障支路切除后,故障支路关联节点中的失电端节点集合。上述公式表明,首端节点与故障支路关联的失电节点没有父节点,其他节点有且只有一个父节点,从而对MG拓扑的放射状结构进行了约束。式(38)~(40)为系统放射状拓扑约束。

3) CVaR计算约束

由于式(7)中的CVaR是针对故障场景设置的,因此故障场景的概率区别于式(7)中期望计算概率,而应该为故障发生情况下各故障场景发生的条件概率。用于计算CVaR的故障场景条件概率$p_{\text{CVaR}}(\omega)$的计算式为

$$p_{\text{CVaR}}(\omega)=p(\omega)\Big/\sum_{\omega\in\Omega_{\text{fault}}}p(\omega)\quad(\omega\in\Omega_{\text{fault}}) \tag{41}$$

CVaR的计算约束参考文献[12]进行设置:

$$\underset{\omega\in\Omega_{\text{fault}}}{\text{CVaR}_\beta}\left(f_{\text{c}}(\omega)\right)=\alpha-\left(1-\beta\right)^{-1}\sum_{\omega\in\Omega_{\text{fault}}}\eta_\omega\,p_{\text{CVaR}}(\omega) \tag{42}$$

$$f_{\text{c}}(\omega)-\alpha\leqslant\eta_\omega,\quad\eta_\omega\geqslant 0\quad(\omega\in\Omega_{\text{fault}}) \tag{43}$$

4) 场景约束

为了使所构建目标函数更好地评价日内的运行情况,需要将故障场景中表示故障时刻前MG状态的所有变量设置与无故障场景相同。其具体含义为在故障发生前,所有场景都按照同一个调度方案在运行,仅在故障发生之后,按照具体故障类型与发生时间选择最优的调度方案。可见,按此设置下的优化模型,故障发生之后的可自由调度资源受无故障场景调度方案的限制,最终求解得到的非故障运行场景调度方案为综合考虑N-1故障下的最优调度方案。

场景ω下t时刻MG的状态变量包括$P_{i,t,\omega}^{\text{WT}}$、$P_{i,t,\omega}^{\text{PV}}$、$P_{i,t,\omega}^{\text{load}}$、$P_{i,t,\omega}^{\text{MDG}}$、$P_{\text{ch},i,t,\omega}^{\text{ESS}}$、$P_{\text{dis},i,t,\omega}^{\text{ESS}}$、$P_{ij,t,\omega}^{\text{bran}}$、$Q_{i,t,\omega}^{\text{WT}}$、$Q_{i,t,\omega}^{\text{PV}}$、$Q_{i,t,\omega}^{\text{MDG}}$、$Q_{i,t,\omega}^{\text{ESS}}$、$Q_{ij,t,\omega}^{\text{bran}}$、$Soc_{i,t,\omega}$、$v_{i,t,\omega}$、$\mu_{i,t,\omega}^{\text{MDG}}$、$\gamma_{ij,t,\omega}$,其组成的状态变量向量用$S_{t,\omega}$表示,故障前的状态约束可表示如下:

$$S_{t,\omega_i}=S_{t,\omega_j}\quad\left(\omega_i\in\Omega_{\text{fault}},\omega_j\in\Omega_{\text{nor}},t<T_{\text{fault}}(\omega_i)\right) \tag{44}$$

式中:$T_{\text{fault}}(\omega_i)$为故障场景$\omega_i$所设置的故障时间。若考虑多个正常运行场景,则式(44)设置合理的必要条件为故障场景ω_i是基于正常运行场景ω_j生成的。

故障场景集合Ω_{fault}可以分为设备故障场景集合$\Omega_{\text{fault,dev}}$和线路故障场景集合$\Omega_{\text{fault,bran}}$,$\Omega_{\text{fault,dev}}$可以再细分为自备机组故障场景集合$\Omega_{\text{fault,MDG}}$、PV故障场景集合$\Omega_{\text{fault,PV}}$、WT故障场景集合$\Omega_{\text{fault,WT}}$、ESS故障场景集合$\Omega_{\text{fault,ESS}}$。对故障场景中不同类型故障发生时的设备状态约束可分别设置如下:

$$\gamma_{ij,t,\omega}=0\quad\left(\omega\in\Omega_{\text{fault,bran}},ij=ID_{\text{bran}}(\omega),t=T_{\text{fault}}(\omega)\right) \tag{45}$$

$$\mu_{i,t,\omega}^{\text{MDG}}=0\quad\left(\omega\in\Omega_{\text{fault,MDG}},i=ID_{\text{MDG}}(\omega),t=T_{\text{fault}}(\omega)\right)$$

$$\begin{cases} P_{i,t,\omega}^{\mathrm{PV}}=0, P_{\mathrm{pre},i,t,\omega}^{\mathrm{PV}}=0, Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{PV}}=0 \\ \left(\omega\in\Omega_{\mathrm{fault,PV}}, i=ID_{\mathrm{PV}}(\omega), t=T_{\mathrm{fault}}(\omega)\right) \end{cases} \tag{47}$$

$$\begin{cases} P_{i,t,\omega}^{\mathrm{WT}}=0, P_{\mathrm{pre},i,t,\omega}^{\mathrm{WT}}=0, Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{WT}}=0 \\ \left(\omega\in\Omega_{\mathrm{fault,WT}}, i=ID_{\mathrm{WT}}(\omega), t=T_{\mathrm{fault}}(\omega)\right) \end{cases} \tag{48}$$

$$\begin{cases} P_{\mathrm{ch},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}=0, P_{\mathrm{dis},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}=0, P_{\mathrm{pre},i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}=0, Q_{i,t,\omega}^{\mathrm{ESS}}=0 \\ \left(\omega\in\Omega_{\mathrm{fault,ESS}}, i=ID_{\mathrm{ESS}}(\omega), t=T_{\mathrm{fault}}(\omega)\right) \end{cases} \tag{49}$$

式中：$ID_{\mathrm{bran}}(\omega)$、$ID_{\mathrm{MDG}}(\omega)$、$ID_{\mathrm{PV}}(\omega)$、$ID_{\mathrm{WT}}(\omega)$、$ID_{\mathrm{ESS}}(\omega)$的函数分别表示在故障场景$\omega$下故障设备的接入节点或编号，用于对故障设备状态进行约束。

此外，正常运行场景下运行应不存在失负荷的情况，约束条件表示为

$$P_{i,t,\omega}^{\mathrm{ps}}=0 \quad (\omega\in\Omega_{\mathrm{nor}}) \tag{50}$$

3 算例分析

搭建如图5所示10节点MG系统，其电压等级为10 kV，总负荷为1 350 kW，自备机组装机共1 200 kW，PV装机共800 kW，WT装机共400 kW，ESS容量共200 kW·h，ESS充放电效率为95%。建立前文所述的MG日前运行优化模型，模型的经济参数如下：c_{PV}为0.2元/(kW·h)；c_{WT}为0.1元/(kW·h)；c_{MDG}为0.3元/(kW·h)；$c_{\mathrm{MDG}}^{\mathrm{nl}}$为20元/h；$c_{\mathrm{ps}}$为20元/(kW·h)；$c_{\mathrm{ws}}$为0.4元/(kW·h)；$c_{\mathrm{loss}}$为0.5元/(kW·h)；$c_{\mathrm{buy}}$为0.5元/(kW·h)；$c_{\mathrm{sell}}$为0.3元/(kW·h)；$c_{\mathrm{pre}}$为0.1元/(kW·h)。

线路和设备的故障率p_{bran}和p_{dev}分别设置为0.001次/h和0.000 1次/h。日前预测的风电、光伏和负荷曲线如图6所示。并网MG的母线1经过馈线1与电网相连，配电网允许的交互有功功率为±500 kW，并网设备的故障率与其他接入设备的故障率相同。

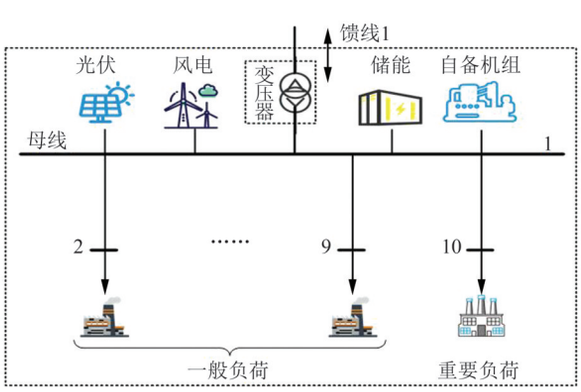


图5 MG系统算例

Fig.5 MG system calculation example

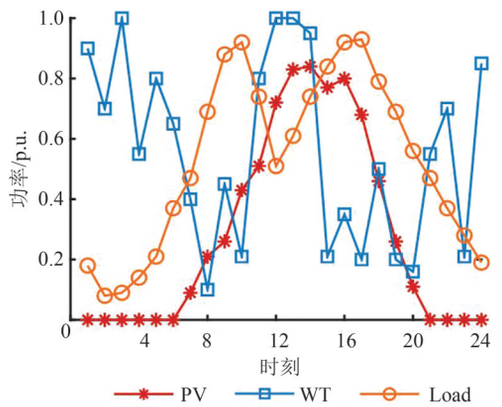


图6 MG系统日前预测功率曲线

Fig.6 Daily predicted power curve in MG system

所建模型通过在Matlab中调用Yalmip和Gurobi算法包进行求解。测试系统配置如下：硬件环境为AMD Ryzen 7 5800H，主频为3.20 GHz，内存为16 GB，操作系统为Win10 64 bit，开发环境为Matlab R2018a。

为验证本文所提模型具备在考虑可靠供电的情况下实现经济运行的功能，取λ_{CVaR}为0.5，构建本文所述模型并进行求解，并从并网运行方式的MG进行计算。通过设置本文提出的基于CVaR考虑正常运行和故障的多场景模型，与常规仅考虑正常运行场景的单场景模型进行对比，验证模型功能性。

通过建模求解计算，可以得出在正常运行场景下，本文模型与传统模型在正常运行下的调度方案。正常场景运行成本如表4所示，在考虑故障场景集合中的运行成本期望如表5所示。对比表4、5可以发现，本文所提模型在正常运行场景（无故障）下与传统模型相比，并网MG日运行成本仅多出

表4 并网MG在正常运行场景下计算结果对比

Table 4 Comparison of calculation results of grid connected MG under normal operating scenarios 元

模型类型	f_1	f_2	f_3	f_4	f_5	运行成本
本文模型	5 609.4	0	404.4	5.6	−186.1	5 833.2
传统模型	5 563.4	0	404.4	6.7	−179.2	5 795.2

表5 并网MG在所构建的场景集下计算结果对比

Table 5 Comparison of calculation results of grid connected MG under the constructed scene set 元

模型类型	f_1期望	f_2期望	f_3期望	f_4期望	f_5期望	运行成本期望	CVaR
本文模型	5 550.8	32.9	403.4	6.3	−140.5	5 852.9	6 993.8
传统模型	5 518.7	45.6	403.4	7.2	−137.0	5 837.9	7 235.1

38.0元;在考虑到故障情况时,运行成本期望仅多出15.0元。本文模型方案运行成本中多出的费用主要为发电费用。在负荷损失期望方面,本文模型方案比传统模型降低了12.7元(27.85%)。本文模型方案在极端故障场景中所面临的CVaR较传统模型低了241.3元(3.33%)。

本文模型与传统模型购电功率和设备调度方案对比分别如图7、8所示。

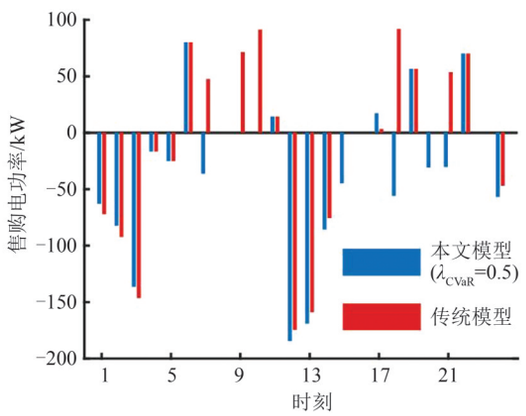


图7 本文模型与传统模型在并网MG中售购电功率对比

Fig.7 Comparison of purchasing power between the model in this article and the traditional model in grid connected MG

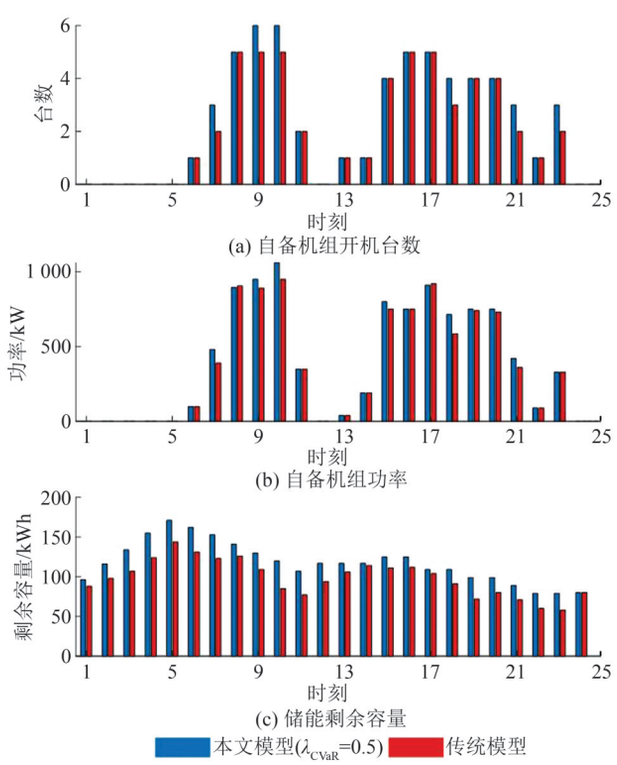


图8 本文模型与传统模型在并网MG中设备调度方案对比

Fig.8 Comparison of device scheduling schemes between the model in this article and traditional model in grid connected MG

总体上看本文模型的调度方案在自备机组开机台数上不少于传统模型,如图(a)所示,其中时刻7、9、10、18、21、23的自备机组数量比传统模型方案多1台。在MG中的负荷高峰时段时刻8-11、时刻14-19本文模型备有更多的可控机组备用容量。

再结合图7的购电功率、图8(b)、(c)的自备机组与ESS功率,可以大致推测出各时刻本文模型与传统模型在调度方案上出现差异的原因。本文模型方案在时刻7、9、10、18、21、23较传统模型方案多开1台自备机组,因此当无法与配电网进行正常功率交换或设备发生故障时,本文模型方案通过多开的1台自备机组,将失负荷量较传统模型方案有所降低。

在本文模型方案的时刻7,此时节点1的新增开机机组和ESS联合为重要负荷供电;节点1将原本为重要负荷预留的电量向配电网售出,因此图7中的购电功率比传统模型小。时刻9、10、18、21的情况与时刻7类似,都是在传统模型方案中新增开机机组,使节点1多余电能存入ESS或向配电网售出。而在时刻23,本文模型在多开1台自备机组的同时,自备机组、ESS和配电网购电功率均没有太大变化,可见此时与传统模型方案相比并没有改变重要负荷的供电来源,而是将高负载运行的自备机组转为由低负载运行的自备机组运行方案,以提高系统的备用容量,降低设备故障带来的失负荷风险。

从表4可知,本文模型方案和传统模型方案中PV、WT的弃风弃光成本为0,即PV、WT在并网型MG中能够做到完全消纳,不具备提供备用容量的能力,可见在并网MG内,本文模型的调度方案较传统模型留有更多的备用容量,这是通过预留ESS电量和增开可控发电机组(自备机组)来实现的。ESS内部存储的源于PV、WT的电量成本远比自备机组的廉价,因此其内部电量在有额外剩余时会首先被消耗。

在本文模型中设置不同权重λ_{CVaR}时,并网MG日运行成本期望如表6所示。当λ_{CVaR}取1时,即没

表6 并网MG在不同λ_{CVaR}下运行成本期望与风险成本对比

Table 6 Comparison of expected operating costs and risk costs for grid connected MG under different λ_{CVaR}元

λ_{CVaR}	f_1 期望	f_2 期望	f_3 期望	f_4 期望	f_5 期望	运行成本期望	CVaR
0	5 766.4	98.8	512.0	7.0	−107.8	6 276.4	6 993.8
0.5	5 550.8	32.9	403.4	6.3	−140.5	5 852.9	6 993.8
1	5 518.7	45.6	403.4	7.2	−137.0	5 837.9	7 235.1

有考虑CVaR时,其运行成本期望与传统模型方案评估的结果一致,在小概率(5%)故障下,将面临高额的风险成本。当λ_{CVaR}取0时,优化模型仅考虑优化风险项CVaR,但此时CVaR与λ_{CVaR}取0.5时相同,表明λ_{CVaR}小于0.5时风险项CVaR已降至最低值。

4 结论

本文针对考虑设备故障下保障供电的MG经济运行策略进行了建模与分析。首先,基于一定的理想假设,以预测的功率曲线为基础,构建了不同时刻发生N-1设备故障的故障场景集;其次,根据正常运行和故障运行场景,构建了考虑MG保障供电的运行优化模型,并设置了正常与故障场景运行方案的关联性约束;最后,为有效控制极端故障场景的失电量,将失负荷量通过较高单位成本转化的损失费用作为其中一项运行成本,并将采用CVaR量化MG故障下的运行成本风险,总体上实现了MG考虑对外支撑以及设备故障下可靠供电的经济运行。

本文运行策略与传统仅考虑MG经济性的运行方案相比,会通过调整可控DG开启数量、ESS充放电计划来预留适量的热备用容量,以防止出现设备故障时出现大量的失负荷情况,强化MG应对设备出现突发故障的风险应对能力,从而提高MG运行的可靠供电能力。

通过对本文设置算例的计算结果进行数据分析,本文运行策略能有效降低MG的失负荷情况与高额运行成本风险。在并网MG中,本文运行策略较传统仅考虑经济性的运行策略降低了12.20%;在故障下的运行成本风险CVaR上,较传统运行策略降低了2.52%。

本文所建立模型在较大型网络中的计算用时较长,后续将针对其在较大型网络中的适用性开展研究。

参考文献:

[1] 高强, 秦晓辉, 张媛媛, 等. 碳减排需求下面向多元交互策略设计的微电网分布式能源发展规划研究[J]. 电网技术, 2024, 48(9): 3574-3583.
GAO Qiang, QIN Xiaohui, ZHANG Yuanyuan, et al. Distributed energy development planning of microgrid with multi-vector interaction strategy design under carbon reduction demand[J]. Power System Technology, 2024, 48(9): 3574-3583.

[2] 刘陈瑞扬, 付立军, 胡祺, 等. 独立微电网逆变器带电动机负载序阻抗建模及高频振荡分析[J]. 武汉大学学报(工学版), 2023, 56(11): 1347-1357.
LIU Chenruiyang, FU Lijun, HU Qi, et al. Sequence impedance modeling and high frequency resonance analysis of inverter with motor load in stand-alone microgrid [J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2023, 56(11): 1347-1357.

[3] 苟家波, 李胜, 戴炜, 等. 频率突变对孤岛微电网暂态建模及稳定性的影响分析[J]. 武汉大学学报(工学版), 2023, 56(1): 106-113.
GOU Jiabo, LI Sheng, DAI Wei, et al. Impact analysis of frequency mutation on transient modeling and stability of islanded microgrid system[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2023, 56(1): 106-113.

[4] 徐箭, 谭昌奇, 廖思阳, 等. 考虑需求侧管理的孤岛微电网频率协调控制策略[J]. 武汉大学学报(工学版), 2022, 55(9): 886-893.
XU Jian, TAN Changqi, LIAO Siyang, et al. Coordinated control strategy of island microgrid frequency considering demand side management[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2022, 55(9): 886-893.

[5] 雷何, 方仍存, 杨东俊, 等. 基于改进二阶粒子群算法的微电网群优化调度[J]. 武汉大学学报(工学版), 2022, 55(9): 894-900.
LEI He, FANG Rengcun, YANG Dongjun, et al. Multi-microgrid optimization scheduling based on improved secondorder particle swarm optimization algorithm[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2022, 55(9): 894-900.

[6] 陈艳波, 田昊欣, 刘宇翔, 等. 计及电动汽车需求响应的高速公路服务区光储充鲁棒优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(5): 1752-1766.
CHEN Yanbo, TIAN Haoxin, LIU Yuxiang, et al. Robust optimization configuration of photovoltaic-storage-charging integrated system in expressway service area considering demand response of electric vehicles [J]. Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering, 2025, 45(5): 1752-1766.

[7] AKRAM U, KHALID M, SHAFIQ S. Optimal sizing of a wind/solar/battery hybrid grid-connected microgrid system[J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12(1): 72-80.

[8] NWULU N I, XIA X H. Optimal dispatch for a microgrid incorporating renewables and demand response[J]. Renewable Energy, 2017, 101: 16-28.

[9] ADEFARATI T, BANSAL R C. Reliability, economic and environmental analysis of a microgrid system in the presence of renewable energy resources [J]. Applied Energy, 2019, 236: 1089-1114.

[10] 杨莘博. 新能源微网多能协同运行优化及效益分配模型研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2022.
YANG Shenbo. Multi-energy cooperative operation optimization and benefit allocation model for new energy microgrid[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2022.

[11] 严干贵, 蔡长兴, 段双明, 等. 考虑电池储能单元分组优化的微电网运行控制策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(23): 38-46.
YAN Gangui, CAI Changxing, DUAN Shuangming, et al. Operation control strategy of microgrid considering grouping optimization of battery energy storage units [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(23): 38-46.

[12] 刘慧文, 王生铁, 刘广忱, 等. 风光柴储微电网容量优化配置的运行策略[J]. 太阳能学报, 2022, 43(9): 453-460.
LIU Huiwen, WANG Shengtie, LIU Guangchen, et al. Operation strategy of optimal capacity configuration for microgrid with wt-pv-de-bes[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2022, 43(9): 453-460.

[13] LI M J, AKSOY M, SAMAD S. Optimal energy management and scheduling of a microgrid with integrated electric vehicles and cost minimization[J]. Soft Computing, 2024, 28(3): 2015-2034.

[14] GAO X J, LI R, CHEN S Q, et al. Potential analysis and optimal management of winter electric heating in rural China based on V2H technology[J]. Sustainability, 2023, 15(15): 11517.

[15] 钟宇峰, 黄民翔, 叶承晋. 基于电池储能系统动态调度的微电网多目标运行优化[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(6): 114-121.
ZHONG Yufeng, HUANG Minxiang, YE Chengjin. Multi-objective optimization of microgrid operation based on dynamic dispatch of battery energy storage system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(6): 114-121.

[16] 李思颖, 易俊, 林伟芳. 考虑碳捕集技术的热电联供型微电网低碳运行研究[J]. 武汉大学学报(工学版), 2023, 56(11): 1358-1367.
LI Siying, YI Jun, LIN Weifang. Low carbon operation of cogeneration microgrid considering carbon capture technology[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2023, 56(11): 1358-1367.

[17] 余光华. 含电动汽车参与的微电网双层优化调度研究[D]. 南昌: 南昌大学, 2022.
YU Guanghua. Research on two-layer optimal scheduling of microgrid with electric vehicle participation[D]. Nanchang: Nanchang University, 2022.

[18] LIANG Y S, XU Z L, LI H F, et al. A random optimization strategy of microgrid dispatching based on stochastic response surface method considering uncertainty of renewable energy supplies and load demands[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 154: 109408.

[19] LI Y Z, WANG P, GOOI H B, et al. Multi-objective optimal dispatch of microgrid under uncertainties via interval optimization[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(2): 2046-2058.

[20] LIN W M, YANG C Y, TU C S, et al. An optimal scheduling dispatch of a microgrid under risk assessment [J]. Energies, 2018, 11(6): 1423.

[21] URYASEV S, ROCKAFELLAR R T. Conditional Value-at-Risk: Optimization Approach[M]//Stochastic Optimization: Algorithms and Applications. Boston, MA: Springer US, 2001: 411-435.