风险评估下的光伏高渗透率孤岛系统备用策略

谭笑盟[1,2]，刘继春[1]

（1.四川大学 电气工程学院，四川 成都 610065；2.成都卫士通信息产业股份有限公司西部大区成都营销中心，四川 成都 610000）

摘要：大规模接入光伏等新能源由于其波动性和不确定性，会从源端严重影响孤岛多能互补发电系统的供电可靠性，并使得系统面临一定风险。因此，合理的系统备用配置是新能源高渗透率下的孤岛电力系统避免较大的风险损失的关键。提出了一种两阶段的新能源高渗透率孤岛系统备用优化策略，第一阶段主要优化孤岛系统的小时级发电计划，在第二阶段中，建立了基于条件风险价值（CVaR）的分钟级系统备用优化模型，完成分钟级系统备用容量优化，再运用离散化的方法计算得到系统备用CVaR值，最后利用Cplex高效快速求解该模型。仿真结果表明，所提出的备用优化策略能够均衡备用变化风险和供电可靠性。

关键词：新能源；多能互补发电系统；备用；风险评估；孤岛系统

中图分类号：TM73　　**文献标识码**：A　　**DOI**：10.19457/j.1001-2095.dqcd22773

Reserve Preparation Strategy for Isolated Power System with High Penetration Level of PV Under Risk Assessment

TAN Xiaomeng[1,2]，LIU Jichun[1]

（1.*College of Electrical Engineering*，*Sichuan University*，*Chengdu* 610065，*Sichuan*，*China*；2. *Chengdu Marketing Center in Western Region*，*Chengdu Westone Information Industry INC.*，*Chengdu* 610000，*Sichuan*，*China*）

Abstract: New energy with intermittent and uncertainty would seriously impact the operation reliability，especially in isolated multi-energy complementary generation system，and make the system face certain risks. Thus，reasonable system reserve is the key to avoid large risk loss in isolated island power system under high and new energy permeability. A novel reserve preparation strategy for an isolated system under high and new energy permeability was proposed using a two-stage model. In the first stage，the optimal hour-level scheduling of an isolated system was determined. In the second stage，a minute-level system reserve optimization model based on conditional value-at-risk（CVaR）was established to achieve minute-level system reserve capacity optimization，then it used discretization method to calculate the system reserve CVaR value. Finally，Cplex was used to solve the model efficiently and quickly. Simulation results show that the proposed reserve optimization strategy can balance the risk of reserve change and power supply reliability.

Key words: new energy；multi-energy complementary generation system；reserve；risk assessment；isolated system

在全球性能源短缺以及环境污染的双重压力下，以光伏为代表的新能源以其清洁性以及可再生性等传统化石能源所不具备的特点而备受关注[1]。然而由于新能源本身的间歇性和波动性等特点，大规模新能源接入下的电力系统供电可靠性将受到严重影响，尤其是在孤岛电力系统中[2]，低供电可靠性往往会导致经常出现非计划停电的风险，对孤岛系统运行经济性造成较大影

基金项目：国家重点研发计划（2018YFB0905200）

作者简介：谭笑盟（1995—），男，硕士，Email：tanxiaomengscu@163.com

通讯作者：刘继春（1975—），男，博士，教授，Email：liujichunscu@163.com

响[3]。文献[4]考虑常规能源与新能源联合运行模式，提出了一种基于鲁棒优化的日前发电容量模型。但是由于新能源本身的波动性以及不确定性，仅仅依靠日前发电计划将不可避免地出现缺电情况。而在高新能源渗透率孤岛系统中，备用策略作为日前发电计划的重要补充能够有效避免缺电现象，从而减小孤岛系统所面临的风险。

传统系统备用策略主要考虑负荷的波动，未能将新能源不确定性所带来的非计划停电风险进行量化，从而给系统设置备用容量提供重要风险参考[5]。文献[6]提出了一种基于风险价值(value-at-risk，VaR)的系统备用策略，分析了新能源的不确定性对系统备用设置的影响，但使用VaR无法计算超过所设定置信度下的风险值[7]。因此，文献[8]提出了一种基于场景分析的系统备用策略方法，利用条件风险价值(conditional value-at-risk，CVaR)对新能源不确定性带来的风险价值进行量化，但由于其受限于所分析场景数量较少，无法充分体现随机变量的不确定性。文献[9]提出了一种基于蒙特卡洛模拟的新能源高渗透率系统备用容量优化模型，但为了获得不同的风险价值需要进行大量的模拟运算，求解时间较长。基于CVaR与分位数的概念，文献[10]提出了一种表征多期风险的动态一致性风险度量方法，但其未考虑更小时间尺度上新能源出力波动。文献[11]在电力市场环境下提出了一种价格-风险模型方法确定系统备用要求，但该方法并不适用于新能源高渗透率的孤岛电力系统。

现有针对孤岛多能互补发电系统的备用研究大多数进行小时级备用优化，未考虑新能源高渗透率接入下的分钟级波动性和不确定性。而在新能源高渗透率孤岛电力系统中，随着光伏等新能源接入比例不断增加，其出力在更小时间尺度上的波动性和不确定性对孤岛系统备用配置的影响将会更加严重，从分钟级系统备用角度来看，小时级的系统备用配置结果往往会造成资源浪费或是备用不足的情况，从而导致系统供电可靠性得不到保障。此外，现有针对CVaR优化问题的求解方法大多以蒙特卡洛模拟为主，需要进行大量的场景计算，为获得较为精准的风险值，需要大量的计算时间和计算空间。

针对以上问题，根据风险管理概念，本文提出了基于CVaR的两阶段孤岛多能互补发电系统备用容量优化模型。基于系统的发电计划与系统备用计划的关系，在第一阶段中主要对高新能源渗透率孤岛多能互补发电系统的小时级发电计划进行优化。在第二阶段中，考虑新能源在更小时间尺度的出力波动性和不确定性，首先分别对光伏和负荷的分钟级波动性进行建模，再建立了基于CVaR的分钟级系统备用容量优化模型，在一定置信水平下合理设置水电机组以及储蓄机组所提供的备用容量，同时积极调用需求响应资源，减小系统风险，最后为了快速求解CVaR优化问题，本文提出利用离散阶跃变换法以及过求差卷积法对CVaR模型进行离散化处理，将其转化为混合整数线性规划(mixed-integer linear programming，MILP)模型，从而能够利用Cplex求解器快速求解，有效避免了大量的场景运算，加快了求解速度，使得求解结果更加稳定。

1 孤岛多能互补发电系统调度优化模型

1.1 水电系统模型

常规水电站的出力如下式所示：

$$P_{i,t}^{\mathrm{H}} = a_i^{\mathrm{H}} q_{i,t}^2 + b_i^{\mathrm{H}} q_{i,t} + c_i^{\mathrm{H}} \tag{1}$$

其约束条件为

$$P_{i,\min}^{\mathrm{H}} \leqslant P_{i,t}^{\mathrm{H}} \leqslant P_{i,\max}^{\mathrm{H}} \tag{2}$$

$$q_{i,\min} \leqslant q_{i,t} \leqslant q_{i,\max} \tag{3}$$

式中：$P_{i,t}^{\mathrm{H}}$，$q_{i,t}$分别为水电站i在t时段的出力、发电流量；a_i^{H}，b_i^{H}，c_i^{H}为水能-电能转换系数[12]；$P_{i,\min}^{\mathrm{H}}$，$P_{i,\max}^{\mathrm{H}}$分别为水电站i的最小、最大出力；$q_{i,\min}$，$q_{i,\max}$分别为水电站i的最小与最大发电流量。

水位约束条件如下：

$$W_{i,t} = W_{i,t-1} + r_{i,t} - q_{i,t} \tag{4}$$

$$W_{i,\min} \leqslant W_{i,t} \leqslant W_{i,\max} \tag{5}$$

式中：$W_{i,t}$，$r_{i,t}$分别为水电站i在t时段的水库水量、天然来水量；$W_{i,\max}$，$W_{i,\min}$分别为水电站i的最大和最小水库水量。

1.2 抽蓄发电系统模型

抽蓄机组出力约束如下：

$$0 \leqslant P_{j,t}^{\mathrm{Ec}} \leqslant U_{j,t}^{\mathrm{Ec}} P_{j,\max}^{\mathrm{Ec}} \tag{6}$$

$$0 \leqslant P_{j,t}^{\mathrm{Ed}} \leqslant U_{j,t}^{\mathrm{Ed}} P_{j,\max}^{\mathrm{Ed}} \tag{7}$$

式中：$P_{j,t}^{\mathrm{Ec}}$，$P_{j,t}^{\mathrm{Ed}}$分别为抽蓄机组j在t时段的发电与抽水功率；$P_{j,\max}^{\mathrm{Ec}}$，$P_{j,\max}^{\mathrm{Ed}}$分别为最大发电与抽水功率；$U_{j,t}^{\mathrm{Ec}}$，$U_{j,t}^{\mathrm{Ed}}$分别为发电与抽水的0-1状态变量。

抽蓄机组的状态变量约束如下：

$$U_{j,t}^{\mathrm{Ec}} + U_{j,t}^{\mathrm{Ed}} \leqslant 1 \tag{8}$$

抽蓄机组的日水量平衡约束条件如下:

$$\xi_{\rm Ec}\sum_{t=1}^{T}P_{j,t}^{\rm Ec}-\xi_{\rm Ed}\sum_{t=1}^{T}P_{j,t}^{\rm Ed}=0 \tag{9}$$

式中:$\xi_{\rm Ec}$,$\xi_{\rm Ed}$分别为抽蓄机组j的发电与抽水效率因数。

抽蓄机组的库容约束条件如下:

$$V_{j,t+1}=V_{j,\rm base}-\xi_{\rm Ec}\sum_{n=1}^{t}P_{j,n}^{\rm Ec}+\xi_{\rm Ed}\sum_{n=1}^{t}P_{j,n}^{\rm Ed} \tag{10}$$

$$V_{j,\min}\leqslant V_{j,t}\leqslant V_{j,\max} \tag{11}$$

式中:$V_{j,t}$,$V_{j,\rm base}$,$V_{j,\max}$和$V_{j,\min}$分别为抽蓄机组j在t时段的库容量、初始库容量以及库容量上、下限。

1.3 需求响应模型

需求响应从原理上可分为可转移负荷以及可中断负荷两类。

1.3.1 可转移负荷

可转移负荷模型如下式所示:

$$L_{k,t,t'}^{\rm Tr}\leqslant L_{k,\max} \tag{12}$$

$$0\leqslant\sum_{t'=1,t'\neq t}^{T}L_{k,t,t'}^{\rm Tr}\leqslant L_{k,\max}^{\rm Tr} \tag{13}$$

$$L_{k,t,t'}^{\rm Tr}=0\quad\forall|t-t'|\geqslant t_{\rm Tr} \tag{14}$$

式中:$L_{k,t,t'}^{\rm Tr}$,$L_{k,\max}$分别为可转移负荷k从t时段转移到t'时段的电量及其上限;$L_{k,\max}^{\rm Tr}$为可转移负荷k在t时段内转出的电量最大值;$t_{\rm Tr}$为最大允许转移时间值。

1.3.2 可中断负荷

可中断负荷模型如下式所示:

$$L_{l,t}^{\rm In}\leqslant U_{l,t}^{\rm In}L_{l,t,\max}^{\rm In} \tag{15}$$

$$\begin{cases}\sum\limits_{p=t-T_{\rm on}}^{t-1}U_{l,p}^{\rm In}-(U_{l,t}^{\rm In}-U_{l,t-1}^{\rm In})T_{\rm on}\geqslant 0\\ \sum\limits_{p=t-T_{\rm off}}^{t-1}(1-U_{l,p}^{\rm In})-(U_{l,t-1}^{\rm In}-U_{l,t}^{\rm In})T_{\rm off}\geqslant 0\end{cases} \tag{16}$$

式中:$L_{l,t}^{\rm In}$,$L_{l,t,\max}^{\rm In}$分别为可中断负荷l在t时段内的可中断电量及其上限;$U_{l,t}^{\rm In}$为0–1变量,当$U_{l,t}^{\rm In}$取0时表示未被调用,而当$U_{l,t}^{\rm In}$取1时表示被调用;$T_{\rm on}$,$T_{\rm off}$分别为最大可中断持续时间以及最小可中断间隔时间。

2 基于CVaR的两阶段备用优化模型

针对孤岛新能源高渗透率多能互补发电系统的备用优化问题,综合考虑光伏出力分钟级波动性以及系统备用风险,本文提出了基于CVaR的两阶段备用优化模型。第一阶段,通过对水电机组和抽蓄机组的小时级发电容量进行优化,积极调用抽蓄机组和可转移负荷等发电资源进行削峰填谷,减小系统发电成本,同时考虑系统潮流约束;第二阶段,基于第一阶段的优化结果,分别对光伏出力以及负荷的分钟级波动性和不确定性进行建模,考虑水电机组、抽蓄机组以及可中断负荷等多种备用资源,以系统备用变化的CVaR值最小为目标函数优化配置系统分钟级备用容量,并考虑N–1安全约束以及系统安全等约束。

2.1 光伏不确定性描述

光伏阵列出力概率遵守beta分布[13],因此,可得到光伏出力的概率分布模型如下式:

$$f_{\rm P}(P^{\rm PV})=\frac{\Gamma(\lambda_1)+\Gamma(\lambda_2)}{\Gamma(\lambda_1)\Gamma(\lambda_2)}\left(\frac{P^{\rm PV}}{P_{\rm MAX}^{\rm PV}}\right)^{\lambda_1-1}\left(1-\frac{P^{\rm PV}}{P_{\rm MAX}^{\rm PV}}\right)^{\lambda_2-1} \tag{17}$$

$$\begin{cases}\lambda_1=\mu\left[\dfrac{\mu(1-\mu)}{\delta^2}-1\right]\\ \lambda_2=\dfrac{\mu-1}{\mu}\lambda_1\end{cases} \tag{18}$$

式中:$P_{\rm MAX}^{\rm PV}$,λ_1,λ_2分别为光伏出力最大值以及光伏阵列的形状系数;Γ,μ,δ分别为伽马函数、光伏出力的平均值和标准差。

2.2 负荷不确定性描述

负荷的不确定性模型如下式所示:

$$f_{\rm L}(P^{\rm L})=\frac{1}{\sqrt{2\pi}\,\delta_{\rm L}}\exp\left(-\frac{(P^{\rm L}-\mu_{\rm L})^2}{2\delta_{\rm L}^2}\right) \tag{19}$$

式中:$P^{\rm L}$,$\mu_{\rm L}$,$\delta_{\rm L}$分别为有功负荷值、平均值以及标准差。

2.3 日前小时级发电容量优化模型

在第一阶段优化中根据新能源以及负荷的预测值对抽蓄机组的充放电功率、水电机组的发电功率以及可转移负荷电量进行优化,有目标函数和约束条件,即

$$F=\sum_{t=1}^{T}\Big[\sum_{i=1}^{N_{\rm H}}C_{i,t}^{\rm H}P_{i,t}^{\rm H}+\sum_{j=1}^{N_{\rm P}}(C_{j,t}^{\rm Ec}P_{j,t}^{\rm Ec}-C_{j,t}^{\rm Ed}P_{j,t}^{\rm Ed})+\sum_{k=1}^{N_{\rm Tr}}\sum_{t'\neq t}^{T}C_{k,t,t'}^{\rm Tr}L_{k,t,t'}^{\rm Tr}\Big] \tag{20}$$

式中:$N_{\rm P}$为抽蓄机组的数量;$N_{\rm H}$为水电机组的数量;$N_{\rm Tr}$为可转移负荷的数量;T为总优化时间长度;$C_{i,t}^{\rm H}$为水电站i的单位电价;$C_{j,t}^{\rm Ec}$,$C_{j,t}^{\rm Ed}$分别为抽蓄机组j的发电与抽水单位电价;$C_{k,t,t'}^{\rm Tr}$为可转移负荷k从t时段转移到t'时段电量单位价格。

系统功率平衡约束如下:

$$\sum_{i=1}^{N_{\rm H}}P_{i,t}^{\rm H}+\sum_{j=1}^{N_{\rm P}}(P_{j,t}^{\rm Ec}-P_{j,t}^{\rm Ed})+\sum_{k=1}^{N_{\rm Tr}}\sum_{t'\neq t}^{T}(L_{k,t,t'}^{\rm Tr}-L_{k,t,t'}^{\rm Tr})=E(P_t^{\rm L}-P_t^{\rm PV}) \tag{21}$$

第一阶段孤岛系统的发电计划根据总负荷与总光伏出力预测值之差$E(P_t^{\mathrm{L}}-P_t^{\mathrm{PV}})$确定。同时在第一阶段模型中考虑潮流约束如下:

$$B_x\theta=P \tag{22}$$

$$|P_{f,t}|\leqslant P_f^{\mathrm{MAX}} \tag{23}$$

日前小时级发电容量优化模型以式(20)最小为目标函数,约束条件包括式(1)~式(14)以及式(21)~式(23)。

2.4 基于CVaR的分钟级备用容量优化模型

第二阶段备用容量策略作为第一阶段发电计划的关键补充,利用CVaR方法完成对光伏出力以及负荷的不确定性的量化。

利用CVaR方法计算系统备用风险值为

$$CVaR=\sum_{t=1}^{T'}a_t+\frac{1}{1-\beta}\int_{z\subset R}[f(R_t,z,t)-a_t]^+\varsigma(z)\mathrm{d}z \tag{24}$$

其中

$$a_t=VaR_\beta(R_t)=\min\{a_t\in\mathrm{R};\int_{f(R_t,z,t)\leqslant a}\varsigma(z)\mathrm{d}z\geqslant\beta\} \tag{25}$$

$$f(R_t,z,t)=CoR_t+\tau_t^{\mathrm{VoLL}}UPPF_t \tag{26}$$

$$CoR_t=\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{H}}}C_{i,t}^{\mathrm{R}}P_{i,t}^{\mathrm{R}}+\sum_{j=1}^{N_{\mathrm{P}}}C_{j,t}^{\mathrm{P}}R_{j,t}^{\mathrm{P}}+\sum_{l=1}^{N_{\mathrm{In}}}C_{l,t}^{\mathrm{In}}L_{l,t}^{\mathrm{In}} \tag{27}$$

$$UPPF_t=\max\{0,z-R_t-E'(P_t^{\mathrm{L}}-P_t^{\mathrm{PV}})\} \tag{28}$$

$$z=P_t^{\mathrm{L}}-P_t^{\mathrm{PV}} \tag{29}$$

$$R_t=\sum_{i=1}^{N_{\mathrm{H}}}P_{i,t}^{\mathrm{R}}+\sum_{j=1}^{N_{\mathrm{P}}}R_{j,t}^{\mathrm{P}}+\sum_{l=1}^{N_{\mathrm{In}}}L_{l,t}^{\mathrm{In}} \tag{30}$$

$$\varsigma(z)=\int_0^{P_{\max}^{\mathrm{L}}}f_1(P_t^{\mathrm{L}})f_{\mathrm{p}}(P_t^{\mathrm{L}}-z)\mathrm{d}P_t^{\mathrm{L}} \tag{31}$$

式中:β为置信度水平;a_t为t时段系统备用的VaR值,表示在给定的置信水平β下,累积分布函数满足置信水平下的最小风险值[14];R_t为t时段系统备用容量;$P_{i,t}^{\mathrm{R}}$,$R_{j,t}^{\mathrm{P}}$,$C_{i,t}^{\mathrm{R}}$和$C_{j,t}^{\mathrm{P}}$分别为t时段内水电机站i和抽蓄机组j所提的备用容量以及相应的价格;$L_{l,t}^{\mathrm{In}}$,$C_{l,t}^{\mathrm{In}}$分别为t时段内调用可中断负荷l的电量以及相应的价格;$\varsigma(z)$为光伏出力以及负荷的联合概率密度函数;$f(R_t,z,t)$为系统备用的风险函数;CoR_t为系统备用成本,本文中将其定义为系统备用成本与非计划失电惩罚费用;$UPPF_t$,τ_t^{Voll}分别为t时段非计划失电量以及相应的惩罚系数;$E'(P_t^{\mathrm{L}}-P_t^{\mathrm{PV}})$为分钟级总负荷和总光伏出力预测之差,与$E(P_t^{\mathrm{L}}-P_t^{\mathrm{PV}})$对应;$z$为净负荷值。

第二阶段优化时间尺度为15 min,T'取96。

水电站提供的备用容量约束如下:

$$0\leqslant P_{i,t}^{\mathrm{R}}\leqslant U_{i,t}^{\mathrm{H}}P_{i,\max}^{\mathrm{H}}-P_{j,t}^{\mathrm{H}} \tag{32}$$

$$P_{i,t}^{\mathrm{R}}\leqslant T_{15}R_{i,\mathrm{up}}^{\mathrm{H}} \tag{33}$$

式中:$R_{i,\mathrm{up}}^{\mathrm{H}}$为水电站机组的爬坡率上限。

本文中水电站机组的响应速度取15 min爬坡力。

抽蓄机组提供的备用约束如下:

$$0\leqslant R_{i,t}^{\mathrm{P}}\leqslant\min\{U_{i,t}^{\mathrm{Ec}}L_{i,\max}^{\mathrm{Ec}}-L_{i,t}^{\mathrm{Ec}},L_{i,\max}^{\mathrm{Ec}}\} \tag{34}$$

式中:$U_{i,t}^{\mathrm{Ec}}$为抽水蓄能机组i的0–1发电状态变量,0为非发电状态,1为发电状态。

系统的N–1安全约束为

$$\sum_{i=1,i\neq l}^{N_{\mathrm{H}}}P_{i,t}^{\mathrm{R}}+\sum_{j=1}^{N_{\mathrm{P}}}R_{j,t}^{\mathrm{P}}\geqslant P_{l,t}^{\mathrm{H}}\quad l=1,2,\cdots,N_{\mathrm{H}} \tag{35}$$

基于CVaR的分钟级备用容量优化模型以式(24)最小为目标函数,约束条件包括式(14)~式(16)、式(18)以及式(25)~式(35)。

3 模型转化与求解

为了快速求解本文所提出的基于CVaR的两阶段备用优化模型,本文首先需要将所提出的CVaR模型进行线性化处理。首先,利用离散阶跃变换法将光伏出力以及负荷的概率模型进行离散化,分别得到光伏出力以及负荷的离散序列,再通过求差卷积法得到净负荷(负荷与光伏出力之差)的离散序列,然后通过引入新的辅助决策变量,即超过VaR的部分风险值,从而将所提出的CVaR模型线性化,得到标准的MILP形式,最后利用Cplex求解器求解该模型。

若一个长度为N_a的离散序列$a(i)$满足下式:

$$\begin{cases}a(i)\geqslant0\\ \sum_{i=0}^{N_a}a(i)=1\quad N_a=x_{\mathrm{MAX}}/q\end{cases} \tag{36}$$

则称该离散序列为概率序列。

源于数字信号处理领域的离散阶跃变换(discretized step transformation, DST)是处理多不确定性变量的强有力工具[15]。

在给定离散步长q下,DST运算过程如下式所示:

$$\begin{cases}\int_0^{q/2}f_{\mathrm{o}}(x)\mathrm{d}x & i_{a,t}=0\\ \int_{i_{a,t}-q/2}^{i_{a,t}+q/2}f_{\mathrm{o}}(x)\mathrm{d}x & i_{a,t}>0\\ \int_{i_{a,t}-q/2}^{i_{a,t}}f_{\mathrm{o}}(x)\mathrm{d}x & i_{a,t}=N_a\end{cases} \tag{37}$$

式中：$f_{\mathrm{o}}(x)$为某不确定性变量x的概率密度函数。

将离散后的所得到的负荷以及光伏出力的概率序列$\alpha(i)$以及$\beta(i)$通过求差卷积（subtraction type convolution，STC）计算净负荷的离散概率序列，本文中净负荷定义为负荷与光伏出力之差，如下式所示：

$$\gamma(i)=\begin{cases}\sum\limits_{i_\alpha-i_\beta=i}\alpha(i)\beta(i) & 1\leqslant i\leqslant N_\gamma, N_\gamma=\max\{N_\alpha,N_\beta\}\\ \sum\limits_{i_\alpha\leqslant i_\beta}\alpha(i)\beta(i) & i=0\end{cases}\tag{38}$$

式中：$\gamma(i)$，N_γ分别为净负荷的概率序列及其长度。

通过引入新的变量$Y_{\gamma(i),t}$将第二阶段的CVaR模型线性化，式(24)可转化为下式：

$$CVaR=\sum_{t=1}^{T'}a_t+\frac{1}{1-\beta}\sum_{i=0}^{N_{\gamma,t}}Y_{\gamma(i),t}\gamma(i)\tag{39}$$

当$f(R_t,u_{\gamma(i),t},t)<a_t$时，根据式(39)可知，$Y_{\gamma(i),t}$取0，表示此时的备用风险值小于VaR值，不计入CVaR的计算；反之，当$Y_{\gamma(i),t}$为非零时，表示此时备用风险值超过给定置信度下的平均风险值，即VaR值，将其计入CVaR的计算。因此，式(39)与式(24)等价。

利用$u_{\gamma(i)}$替代z可将式(25)～式(31)转化为以下形式：

$$a_t=VaR_\beta(R_t)=CoR_t+\tau_t^{\mathrm{VoLL}}\times[\min\{u_{\gamma(i),t}\in\mathrm{R},\sum_{i=0}^{u_{\gamma(i),t}}\gamma(i)\geqslant\beta\}-R_t-E'(P_t^{\mathrm{L}}-P_t^{\mathrm{PV}})]\tag{40}$$

$$f(R_t,u_{\gamma(i),t},t)=CoR_t+\tau_t^{\mathrm{VoLL}}UPPF_t\tag{41}$$

$$UPPF_{\gamma(i),t}=\max\{0,u_{\gamma(i),t}-R_t-E'(P_t^{\mathrm{L}}-P_t^{\mathrm{PV}})\}\tag{42}$$

$$UPPF_t=\sum_{i=0}^{N_{\gamma,t}}UPPF_{\gamma(i),t}\gamma(i)\tag{43}$$

通过式(38)～式(43)可将本文所提出的新能源高渗透率孤岛多能互补发电系统备用容量优化模型线性化后再利用Cplex求解。

4　算例分析

4.1　算例参数

本文采用IEEE 30节点系统作为仿真网络架构，如图1所示，图中，H为水电站，P为抽水蓄能，PV为光伏阵列。其中，水电站参数如表1所示，负荷和两个光伏阵列的小时级预测出力曲线如图2所示。

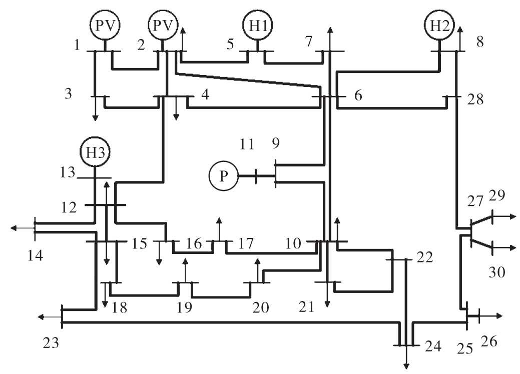

图1　IEEE 30节点系统

Fig.1　IEEE 30-node system

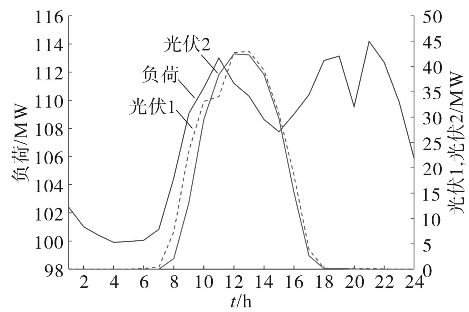

图2　光伏出力和负荷预测

Fig.2　PV output and load forecast curves

表1　水电站参数

Tab.1　Parameters of hydropower stations

参数	序号		
	H1	H2	H3
$a^{\mathrm{H}}\cdot10^{12}/(\mathrm{MW\cdot h^2\cdot m^{-6}})$	−0.82	−0.65	−0.52
$b^{\mathrm{H}}\cdot10^{6}/(\mathrm{MW\cdot h\cdot m^{-3}})$	35.5	28.4	24.9
$c^{\mathrm{H}}/\mathrm{MW}$	−8.52	−6.82	−12
$q_{\min}\cdot10^{-6}/(\mathrm{m^3\cdot h^{-1}})$	6	4	3
$q_{\max}\cdot10^{-6}/(\mathrm{m^3\cdot h^{-1}})$	22	18	15
$P_{\min}^{\mathrm{H}}/\mathrm{MW}$	90	60	50
$P_{\max}^{\mathrm{H}}/\mathrm{MW}$	360	260	220
$W_{\min}\cdot10^{-6}/\mathrm{m^3}$	100	80	60
$W_{\max}\cdot10^{-6}/\mathrm{m^3}$	220	150	120
$W_0\cdot10^{-6}/\mathrm{m^3}$	180	130	110
$W_{\mathrm{end}}\cdot10^{-6}/\mathrm{m^3}$	120	95	80

4.2　算例分析

4.2.1　选取不同置信度的优化结果对比

分别在置信度β取0.8，0.85，0.9，0.95，0.96，0.97，0.98，0.99下进行仿真，不同系统备用的CVaR值如图3所示。

随着置信度β的不断增大，为了覆盖更大概率净负荷的不确定性，需要提供更多的系统备用，因此，系统备用变化CVaR值也不断增大。而在置信度β>0.85后，由于净负荷的概率序列分布跨度较大，其最大值的概率虽然较小，但必须考虑，因此，随着置信度β的不断增大，系统备用容

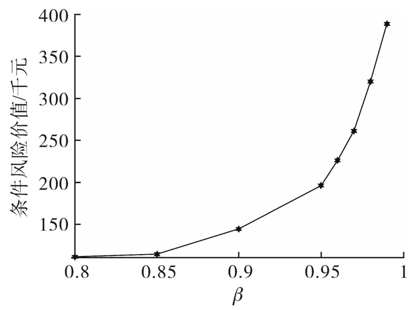

图3　不同置信度下备用的CVaR值

Fig.3　CVaR under different confidence levels

量的增长速度逐渐加快，其系统备用变化CVaR值也几乎呈现指数增长形式。置信度β从0.98到0.99的过程中，系统备用变化CVaR值增长最为明显。

分别在置信度β取0.95，0.96，0.97，0.98，0.99下进行仿真，不同置信度下系统备用容量值如图4所示，水电站和抽蓄电站所提供的系统备用容量如图5所示。

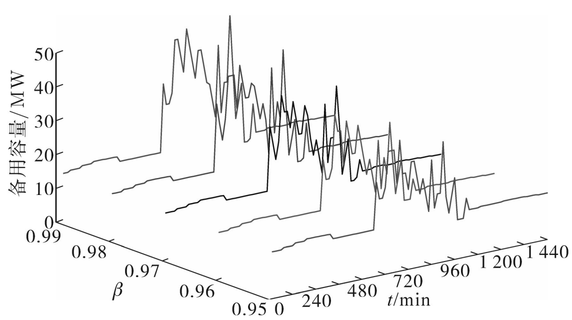

图4　不同置信度下系统备用容量值

Fig.4　Reserve under different confidence levels

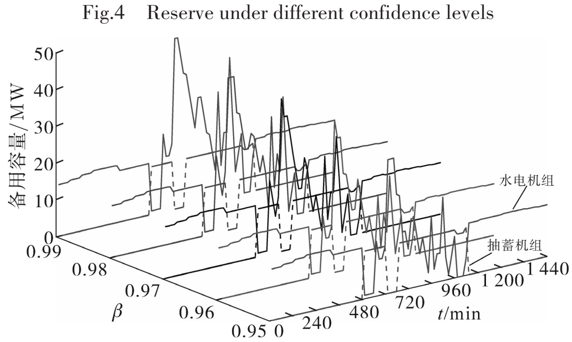

图5　不同置信度下水电站和抽蓄电站提供的备用容量

Fig.5　Reserves provided by hydropower station and pump-storage station under different confidence levels

如图4所示，较大的置信度β会导致系统所需备用容量增加，但不同置信度β下系统备用需求变化基本一致。由于光伏出力中午12:00左右净负荷受到光伏出力波动较大的影响，在这段时间内的波动剧烈且变化较快速，需要更多的系统备用保证其供电可靠性，且这段时间内系统备用容量需求变化迅速。然而在光伏停止出力时间段，由于这段时间内负荷比较稳定，变化较小，因此，系统备用容量曲线在这段时间比较平稳。

如图5所示，因水电机组容量较大，提供系统大部分备用容量，其变化趋势与系统备用变化趋势基本相同；而抽蓄电站受制于其日电量平衡等约束，仅在白天提供系统备用，且由于其容量较小以及出力灵活等特性，系统备用首先考虑由抽蓄电站机组提供，因此，抽蓄电站提供的备用容量基本没有变化。

4.2.2　采用不同风险评估方法的优化结果对比

分析对比VaR和CVaR的风险评估方法对系统备用变化的影响，如图6所示。

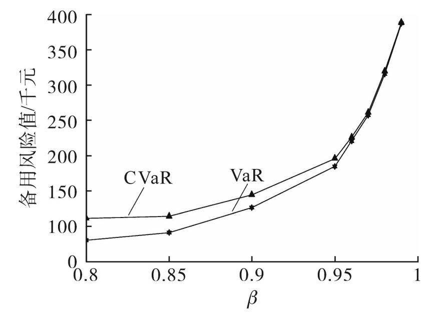

图6　系统备用变化风险值对比

Fig.6　Reserve costs change risk contrast

从图6中可看出，在利用CVaR评估的系统备用变化风险值偏大，但随着置信度β的增大，两者越来越接近，特别是在置信度$\beta>0.95$后，两者相差很小。这是由于CVaR能够评估超过阈值的平均风险损失，而随着置信度β的增大，其超过阈值的风险损失也随之变小，因此，两者的差距也越来越小，特别是置信度β取0.99时，两者基本一致。此外，无论基于CVaR或VaR的系统备用确定方法，其主要差异在于对风险值的评估，而对一定置信度β下系统备用容量几乎没有影响。因此，在相同置信度β下两种不同风险评估方法下的系统备用容量几乎一致。

4.2.3　储能设备与需求响应对优化结果的影响

是否考虑需求响应资源对系统备用变化CVaR值的影响如图7所示，对系统备用容量的影响如图8所示。

由于可转移负荷主要参与第一阶段系统发电容量优化，因此，可转移负荷对系统备用变化CVaR值影响较小，而对系统备用容量几乎没有影响。而由于可中断负荷直接参与第二阶段系统备用优化，因此，可中断负荷对系统备用变化CVaR值具有一定的减小作用，如图7所示。由于可中断负荷此时作为一种特殊的系统备用资源

能够在一定程度上降低系统备用需求,但因其容量的限制,则降低系统备用变化CVaR值的作用不明显。对比图8和图4可知,由于可中断负荷受限于其可中断时间和容量,因此,其对较小系统备用容量的效果仅仅在某几个时间段内能够体现。

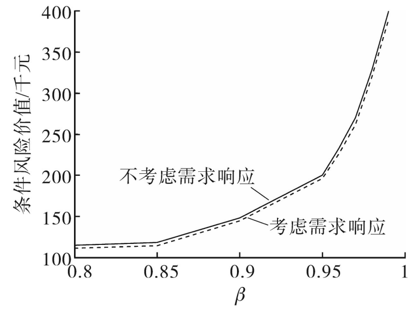

图7　需求响应资源对系统备用变化CVaR值的影响

Fig.7　Effect of demand response on the CVaR

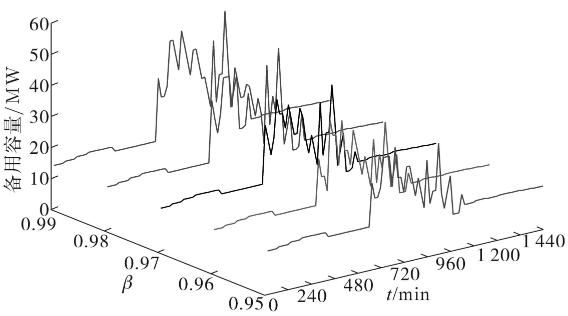

图8　需求响应资源对系统备用容量的影响

Fig.8　Effect of demand response on the reserve

是否考虑抽蓄电站对系统备用变化CVaR值的影响如图9所示。

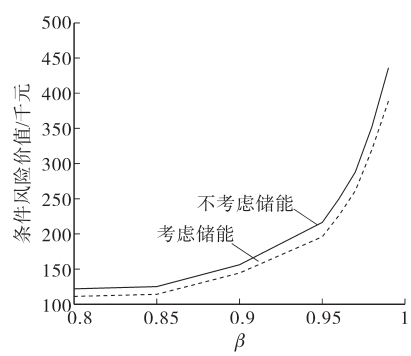

图9　储能设备对系统备用变化CVaR值的影响

Fig.9　Effect of energy-storage equipment on the CVaR

由于其出力调节灵活性较强且其能够将储存的多余电能在备用需求较大时放出,因此,抽蓄电站的加入对系统备用变化CVaR值具有一定减小的作用。由于水电站所提供备用容量的价格具有分时分量的特点,所以随着置信度β的不断增大,抽蓄电站的作用越发明显,尤其是在置信度β达到0.99时,其减小系统备用变化CVaR值的作用最为显著。

5　结论

针对高渗透率孤岛多能互补发电系统的备用容量确定问题,本文提出了基于CVaR的系统备用确定方法,并通过IEEE 30节点进行算例分析,得到以下结论。

1)本文所提出的基于CVaR的系统备用确定方法,考虑光伏在更短时间尺度内的不确定性以及波动性进行系统备用配置,能够保证分钟级时间尺度的系统可靠性,并利用CVaR对备用策略进行风险评估;

2)本文利用离散阶跃变换法以及通过求差卷积法将基于CVaR的系统备用优化模型线性化,得到标准的MILP形式,与传统蒙特卡洛模拟方法求得CVaR值相比较,转化后的模型能够利用Cplex求解器高效快速求解。

参考文献

[1]　李健华,刘继春,陈雪,等. 含可再生能源的多能互补发电系统容量配置方法[J]. 电网技术,2019,43(12):4387-4398.

Li Jianhua,Liu Jichun,Chen Xue,*et al.* Capacity allocation of multi-energy complementary system including renewable energy[J]. Power System Technology,2019,43(12):4387-4398.

[2]　Rey J M,Marti P,Velasco M,*et al.* Secondary switched control with no communications for islanded micro grids[J]. IEEE Transation on Industrial Electronics,2017,64(11):8534-8545.

[3]　Saffari M,Kia M,Vahidinasab V,*et al.* Integrated active/reactive power scheduling of interdependent microgrid and EV fleets based on stochastic multi-objective normalised normal constraint[J]. IET Generation Transmission & Distribution,2020,14(11):2055-2064.

[4]　Schoeman J J,Wyk J D. A simplified maximal power controller for terrestrial photovoltaic panel arrays[C]//Power Electronics Specialists Conference,IEEE,1982:361-367.

[5]　刘志谱,李欣然,刘小龙,等.基于风险量化的综合能源系统电储能事故备用容量优化利用研究[J]. 中国电机工程学报,2021,41(8):2641-2650.

Liu Zhipu,Li Xinran,Liu Xiaolong,*et al.* Research on optimal utilization of battery energy storage emergency reserve capacity in integrated energy system based on risk quantification[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(8):2641-2650.

[6]　夏澍,周明,李庚银. 考虑线路安全校核的含风电电力系统有功和备用协调调度[J]. 中国电机工程学报,2013,33(13):18-26.

Xia Shu,Zhou Ming,Li Gengyin. A coordinated active power and reserve dispatch approach for wind power integrated power systems considering line security verification[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(13):18-26.

[7] 周任军,姚龙华,童小娇,等.采用条件风险方法的含风电系统安全经济调度[J].中国电机工程学报,2012,32(1):56-63.
Zhou Renjun,Yao Longhua,Tong Xiaojiao,*et al*. Security economic dispatch in wind power integrated systems using a conditional risk method[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(1):56-63.

[8] Uryasev S. Conditional value-at-risk optimization algorithms and applications[J]. Financial Engineering News,2000,2(3):1-5.

[9] 周任军,张浩,范文帅,等.基于条件风险方法的含风电系统旋转备用优化调度[J].电力科学与技术学报,2015,30(1):3-9.
Zhou Renjun,Zhang Hao,Fan Wenshuai,*et al*. Spinning reserve optimal dispatch in wind power integrated system with CVaR method[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2015,30(1):3-9.

[10] 张丹宁,徐箭,孙元章,等.含风电电力系统日前备用动态评估与优化[J].电网技术,2019,43(9):3252-3260.
Zhang Danning,Xu Jian,Sun Yuanzhang,*et al*. Day-ahead dynamic estimation and optimization of reserve in power systems with wind power[J]. Power System Technology,2019,43(9):3252-3260.

[11] 汪泳涛,赵健.电力市场环境下含风电电力系统旋转备用优化[J].电网与清洁能源,2017,33(7):123-128.
Wang Yongyang,Zhao Jian. Optimal spinning reserve of power system with wind power penetrated under power market environment[J]. Power System and Clean Energy,2017,33(7):123-128.

[12] 彭钰祥,刘继春,韩晓言,等.考虑多业主梯级水电站的日前市场分期出清方法[J].电网技术,2020,44(8):2837-2848.
Peng Yuxiang,Liu Jichun,Han Xiaoyan,*et al*. Staging clearing for day-ahead market considering multi-owner cascade hydropower stations[J]. Power System Technology,2020,44(8):2837-2848.

[13] Arefifar S A,Mohamed A R I. DG mix,reactive source and energy storage units for optimizing microgrid reliability and supply security[J]. IEEE Transation Smart Grid,2014,5(4):1835-1844.

[14] Rockafeller T,Uryasev S. Conditional value-at-risk for general loss distributions[J]. Journal of Banking and Finance,2002,26(7):1443-1471.

[15] Wang Y,Zhang N,Chen Q,*et al*. Dependent discrete convolution based probabilistic load flow for the active distribution system[J]. IEEE Transation on Sustainable Energy,2017,8(3):1000-1009.

收稿日期:2020-12-04
修改稿日期:2020-12-23