

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.191042

考虑需求响应与光热电站参与的多源系统优化经济调度

负轲韵¹, 董海鹰^{1,2}, 马志程³, 李帅兵²

(1. 兰州交通大学自动化与电气工程学院, 甘肃 兰州 730070; 2. 兰州交通大学新能源与动力工程学院, 甘肃 兰州 730070; 3. 国网甘肃省电力公司电力科学研究院, 甘肃 兰州 730070)

摘要: 针对新能源消纳及电力系统经济调度问题, 提出了一种考虑需求响应与光热电站参与的多源系统优化经济调度方法。首先, 建立了需求响应及光热电站模型。然后, 引入价格型需求响应(Price-based Demand Response, PBR)、激励型需求响应(Incentive-based Demand Response, IBR)及光热电站参与多源系统调度, 并将条件风险价值理论(Condition Value at Risk, CVaR)引入目标函数中刻画不确定性因素引起的系统运行风险, 建立了多源系统优化经济调度模型。算例结果表明: 协同实施多种需求响应具有更好的削峰填谷效果, 引入光热电站配合火电机组可以提高系统消纳深度。条件风险价值理论可以有效反映不确定性引起的系统风险水平, 为管理者提供调度决策依据。
关键词: 需求响应; 光热电站; 多源系统; 条件风险价值; 运行风险

Optimization economic dispatch of a multi-source system considering the participation of demand response and concentrating solar power plant

YUN Yunyun¹, DONG Haiying^{1,2}, MA Zhicheng³, LI Shuaibing²

(1. School of Automation and Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China;
2. School of New Energy and Power Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China;
3. Electric Power Research Institute of State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730070, China)

Abstract: Considering the problems of new energy consumption and economic dispatch of power system, an optimization economic dispatch method of a multi-source system considering the participation of Demand Response (DR) and the Concentrating Solar Power (CSP) plant is proposed. First, this paper establishes the demand response model and the CSP plant model. Then, it introduces price-based demand response, incentive-based demand response and CSP plant to take part in multi-source system scheduling and introduces the theory of Condition Value at Risk (CVaR) as objective function to depict the system operational risk caused by uncertainty. An optimization economic dispatch model of a multi-source system is established. The simulation results show that the collaborative implementation of various DRs has a better effect on load shifting. Introducing the CSP plant into a system can improve the consumption depth. The CVaR theory can effectively reflect the level of system risk caused by uncertainty and provide scheduling-decision evidence for the system manager.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 52272218002L) and National Natural Science Foundation of China (No. 61663019).

Key words: demand response; concentrating solar power plant; multi-source system; condition value at risk; operational risk

0 引言

近年来, 我国西北地区新能源发电产业发展迅速。然而, 受到风光发电出力波动性大、电网调节

能力较弱等因素的共同影响, 新能源弃电问题日益突出。以甘肃省为例, 2018年甘肃省风光发电量总计为325亿kW h, 新能源发电弃电量为64.24亿kW h, 弃电量达到16.5%^[1]。如何助力新能源消纳, 有效降低弃风弃光率仍是各级调度部门亟待解决的首要难题^[2-3]。

目前许多学者对光热(Concentrating Solar

基金项目: 国家电网有限公司科技项目资助(52272218002L);
国家自然科学基金项目资助(61663019)

Power, CSP) 电站参与新能源消纳进行了大量研究, 文献[4]采用电加热器将多余的风电资源转化为热资源存储于光热电站储热系统中, 提高了风电的消纳水平与系统的调度灵活性。文献[5]以负荷峰谷差最小及综合成本最小为优化目标, 建立了含光热电站、光伏电站的并网优化调度模型, 结果表明该方法可以提高新能源消纳水平, 具有良好的经济性。文献[6-7]采用场景模拟方法描述光照强度的随机性, 建立了含光热电站的多源发电系统随机优化调度模型。

需求侧资源参与新能源消纳的研究已取得了较多成果。文献[8]考虑了风电的多时间尺度出力预测误差, 提出了一种需求响应多时间尺度优化调度方法, 结果表明该方法可以平衡预测误差, 降低系统运行成本。文献[9]引入需求响应(Demand Response, DR)及储能系统, 建立了虚拟电厂鲁棒随机优化调度模型。

由于新能源的不确定性因素会影响到电力系统的安全稳定运行, CVaR 是一种常用的有效风险度量工具, 其已应用于电力系统的运行风险评估中。文献[10]基于 CVaR 理论建立了风险规避动态调度模型, 结果表明 CVaR 理论可以描述由不确定性因素引起的虚拟电厂运行风险。文献[11]采用 CVaR 理论刻画系统的运行风险, 建立了计及 CVaR 的综合能源系统经济调度模型。

综上所述, 以上研究存在一些问题。第一, 上述文献虽对含光热电站、光伏 (Photovoltaic Power, PP) 电站与风电(Wind Power, WP)场的联合运行进行研究, 但未对多种需求响应及光热电站参与多源系统调度的有效性及经济性进行研究。第二, 部分文献虽采用 CVaR 理论描述不确定性因素引起的运行风险, 但并未分析多种需求响应及光热电站参与的多源系统运行风险。因此, 引入价格型需求响应、激励型需求响应及光热电站参与多源系统调度, 同时引入 CVaR 理论对系统的运行风险进行评估。在此基础上, 以系统运行净收益最大为目标, 建立了考虑多种需求响应与 CSP 电站参与的多源系统优化经济调度模型, 最后通过算例验证了该方法的有效性与经济性。

1 需求响应及光热电站模型

1.1 需求响应模型

需求响应主要分为两种: 价格型需求响应、激励型需求响应, 已有很多文献对其进行研究, 此处对二者的具体演化过程不再重述^[10,12]。

1.1.1 价格型需求响应

PBR 通过分时电价来引导用户的用电行为, 将高峰时段负荷转移至负荷低谷时段, 实施 PBR 后 t 时段的负荷需求 $P_{t,L}$ 如式(1)所示。

$$P_{t,L} = P_{t,L}^0 \times (1 + e_{tt} \times \frac{R_t - R_t^0}{R_t^0} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq t}}^{24} e_{kt} \times \frac{R_k - R_k^0}{R_k^0}) \quad (1)$$

式中: $P_{t,L}^0$ 、 $P_{t,L}$ 表示负荷侧实施 PBR 前后的负荷功率; R_t^0 、 R_t 为 t 时段负荷侧实施 PBR 前后的电价; t 、 k 均为时间, t 、 $k=1,2,L,T$; e_{kt} 表示需求价格弹性系数, 分为以下两种情形。

(1) 当 $k=t$ 时, e_{kt} 称为自弹性; 仅会发生负荷需求削减, 其取值总小于 0, 其中负荷功率的变化值总为负数。

(2) 当 $k \neq t$ 时, e_{kt} 称为交叉弹性; 仅会发生负荷需求转移, 其取值总大于 0, 且负荷功率的变化值总为正数。其求解公式为

$$e_{kt} = \frac{\Delta P_{k,L} / P_{k,L}^0}{\Delta R_t / R_t^0} \quad (2)$$

式中: $P_{k,L}^0$ 、 $\Delta P_{k,L}$ 分别表示实施 PBR 前后负荷需求; R_t^0 、 ΔR_t 分别表示实施 PBR 前后单价变化量。

PBR 的成本 F_t^{PB} 被定义为负荷侧实施 PBR 前后售电收入差额, 如式(3)所示。

$$F_t^{PB} = P_{t,L}^0 R_t^0 - (R_t^0 + \Delta R_t) P_{t,L} = P_{t,L}^0 R_t^0 - R_t P_{t,L} \quad (3)$$

1.1.2 激励型需求响应

IBR 通过一些激励补偿条款提高用户的参与度, IBR 资源主要由需求响应供应商(Demand Response Providers, DRP)提供。其调度成本如式(4)所示。

$$F_t^{IB} = \sum_{i=1}^I (S_{i,t}^{DRP} \Delta P_{i,t}^{DRP} + S_{i,t}^{R-d} \Delta P_{i,t}^{R-d} + S_{i,t}^{R-u} \Delta P_{i,t}^{R-u}) \quad (4)$$

式中: $i=1,2,L,I$ 为 DRP 个数; $S_{i,t}^{DRP}$ 表示某 t 时段内第 i 个 DRP 实施负荷削减时的单位成本系数; $\Delta P_{i,t}^{DRP}$ 表示某 t 时段内第 i 个 DRP 提供的负荷削减功率; $S_{i,t}^{R-u}$ 、 $S_{i,t}^{R-d}$ 分别表示某 t 时段内第 i 个 DRP 提供上、下备用时的单位成本系数; $\Delta P_{i,t}^{R-u}$ 、 $\Delta P_{i,t}^{R-d}$ 分别表示某 t 时段内第 i 个 DRP 提供的上、下备用功率。

1.2 光热电站模型

光热电站利用直射太阳光辐射方式产生热量, 其包含三部分: 光场、发电机及储热系统^[6]; 光热电站模型包括 CSP 电站出力模型与储热系统模型^[13]。

CSP 电站出力模型如式(5)所示。

$$P_{t,CSP} = \eta_{rd}(P_t^{QL} + P_t^{FR}) \quad (5)$$

式中: η_{rd} 表示 CSP 电站发电机热电转换效率系数; P_t^{QL} 表示 t 时刻 CSP 电站汽轮发电机输入热功率; P_t^{FR} 表示 t 时刻储热系统放热功率。

储热系统模型如式(6)所示。

$$E_t = (1 - \rho)E_{t-1} + \eta_{cr} P_t^{CR} \Delta t - \frac{P_t^{FR}}{\eta_{fr}} \Delta t \quad (6)$$

式中: E_t 表示 t 时刻储热系统的储热量; ρ 表示耗散系数; P_t^{CR} 表示储热系统在 t 时刻的储热功率; η_{cr} 、 η_{fr} 分别表示储热系统的储热效率与放热效率。

2 基于 CVaR 的多源系统优化经济调度模型

引入价格型需求响应、激励型需求响应及光热电站参与多源系统调度, 同时引入 CVaR 理论对风光不确定性引起的运行风险进行评估, 建立基于 CVaR 的多源系统优化经济调度模型。

2.1 目标函数

调度模型包含系统运行净收益及风险度量项两部分, 目标函数可表示为

$$\max(F_t^{XY} - F_t^{CB}) + L\varphi \quad (7)$$

式中: F_t^{XY} 、 F_t^{CB} 分别表示 t 时刻系统的运行收入及运行成本; L 表示取值为[0, 1]的风险项系数, 用来权衡系统净效益和效益变动风险之间的关系, 其取值表示系统管理者的风险偏好态度; φ 为 CVaR 的值, 其表征多源系统的运行风险水平, 即由风电、光伏的不确定性引起的系统运行风险。

2.1.1 系统运行效益

系统运行效益包括火电 (Thermal Power Generation, TPG) 机组的并网效益及风电场、光伏电站、CSP 电站的并网效益与环境效益, 系统运行效益的表达式为

$$\begin{cases} F_t^{XY} = \sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^K \rho_k (F_t^{BW} + F_t^{HJ}) \\ F_t^{BW} = s_{PP} P_t^{PP} + s_{CSP} P_t^{CSP} + s_{WP} P_t^{WP} + \sum_{i=1}^{N_G} s_{TPG} P_{i,t}^{TPG} \\ F_t^{HJ} = k_{PP} P_t^{PP} + k_{CSP} P_t^{CSP} + k_{WP} P_t^{WP} \end{cases} \quad (8)$$

式中: ρ_k 表示第 k 个场景发生的概率值; F_t^{BW} 、 F_t^{HJ} 分别表示系统在 t 时刻的并网效益、环境效益; N_G 表示 TPG 机组台数; s_{PP} 、 s_{CSP} 、 s_{TPG} 、 s_{WP} 分别表示 PP、CSP、TPG 及风电的上网电价; P_t^{PP} 、 P_t^{CSP} 、 P_t^{WP} 表示光伏电站、CSP 电站及风电场在 t 时刻的上网电量; $P_{i,t}^{TPG}$ 表示第 i 台 TPG 机组在 t 时刻的上网电量; k_{PP} 、 k_{CSP} 、 k_{WP} 表示光伏电站、CSP 电站及风电

场的环境效益系数。

2.1.2 系统运行成本

系统运行成本包括运行成本、备用成本及 DR 成本, 系统运行成本的表达式为

$$F_t^{CB} = \sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^K \rho_k (F_t^{YX} + F_t^{BY} + F_t^{PB} + F_t^{IB}) \quad (9)$$

$$F_t^{YX} = F_t^{TPG} + F_t^{YW}$$

$$F_t^{YW} = K_{PP} P_t^{PP} + K_{CSP} P_t^{CSP} + K_{WP} P_t^{WP}$$

$$F_t^{TPG} = \sum_{i=1}^{N_G} [F_{i,t}^{TPG} u_{i,t} + s_{i,QT} (1 - u_{i,t-1}) u_{i,t}] \quad (10)$$

$$F_{i,t}^{TPG} = a_{i,T} (P_{i,t}^{TPG})^2 + b_{i,T} P_{i,t}^{TPG} + c_{i,T}$$

$$F_t^{BY} = \sum_{i=1}^{N_G} (s_{i,L}^{TPG} P_{i,t}^{L,RU} + s_{i,PP}^{TPG} P_{i,t}^{PP,RU} + s_{i,WP}^{TPG} P_{i,t}^{WP,RU}) + (s_L^{CSP} P_{t,CSP}^{L,RU} + s_{PP}^{CSP} P_{t,CSP}^{PP,RU} + s_{WP}^{CSP} P_{t,CSP}^{WP,RU}) \quad (11)$$

式中: F_t^{YX} 、 F_t^{BY} 分别表示系统在 t 时刻的运行成本与备用成本; F_t^{TPG} 表示 TPG 机组在 t 时刻的运行成本; F_t^{YW} 表示系统在 t 时刻的运行维护成本; $F_{i,t}^{TPG}$ 表示 t 时刻第 i 台 TPG 机组的燃料成本; $a_{i,T}$ 、 $b_{i,T}$ 、 $c_{i,T}$ 表示第 i 台 TPG 机组的燃料成本系数; $s_{i,QT}$ 表示第 i 台 TPG 机组的启停成本; $u_{i,t}$ 表示第 i 台 TPG 机组在 t 时刻的运行状态, $u_{i,t}=1$ 时表示 TPG 运行, $u_{i,t}=0$ 时表示 TPG 停机; K_{PP} 、 K_{CSP} 、 K_{WP} 分别表示光伏电站、CSP 电站及风电场的运维成本系数; $s_{i,L}^{TPG}$ 、 $s_{i,WP}^{TPG}$ 、 $s_{i,PP}^{TPG}$ 分别表示第 i 台 TPG 机组参与负荷、风电场、光伏电站备用的成本系数; $P_{i,t}^{L,RU}$ 、 $P_{i,t}^{WP,RU}$ 、 $P_{i,t}^{PP,RU}$ 分别表示第 i 台 TPG 机组在 t 时刻为负荷、风电场、光伏电站提供的旋转备用容量; s_L^{CSP} 、 s_{WP}^{CSP} 、 s_{PP}^{CSP} 分别表示 CSP 电站参与负荷、风电场、光伏电站备用的成本系数; $P_{t,CSP}^{L,RU}$ 、 $P_{t,CSP}^{WP,RU}$ 、 $P_{t,CSP}^{PP,RU}$ 分别表示 CSP 电站 t 时刻为负荷、风电场、光伏电站提供的旋转备用容量。

2.1.3 条件风险度量项

$$\varphi = \xi + \frac{1}{1 - \beta} \sum_{k=1}^K \rho_k \eta_k \quad (12)$$

式中: ξ 为辅助计算 CVaR 结果的优化变量, 即 VaR; η_k 表示净利润在场景 k 下的超出值。

2.2 约束条件

系统约束条件需考虑系统功率平衡约束、旋转备用约束、CSP 电站约束、需求响应约束及其他约束条件。

2.2.1 功率平衡约束

不计系统网损, 实施 DR 前功率平衡等式为

$$P_t^{\text{WP}} + P_t^{\text{PP}} + P_t^{\text{CSP}} + \sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t}^{\text{TPG}} = P_{t,L}^0 \quad (13)$$

实施 DR 后功率平衡等式为

$$P_t^{\text{WP}} + P_t^{\text{PP}} + P_t^{\text{CSP}} + \sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t}^{\text{TPG}} - \sum_{i=1}^I (\Delta P_{i,t}^{\text{DRP}} + \Delta P_{i,t}^{\text{R-d}}) = P_{t,L} + \sum_{i=1}^I (\Delta P_{i,t}^{\text{R-u}}) - u_t^{\text{PBR}} \Delta P_t^{\text{PBR}} \quad (14)$$

式中: u_t^{PBR} 表示 t 时刻 PBR 的实施状态, 取值为 1 时表示负荷侧实施 PBR, 反之未实施 PBR; ΔP_t^{PBR} 表示 t 时刻实施 PBR 后负荷功率变化量。

2.2.2 线路传输容量约束

$$-P_{\text{ab,max}} \leq B_{\text{ab}}(\varphi_{a,t} - \varphi_{b,t}) \leq P_{\text{ab,max}} \quad (15)$$

式中: $P_{\text{ab,max}}$ 表示节点 a 与节点 b 之间输电线路容量传输上限; B_{ab} 表示节点 a 与节点 b 之间输电线路电纳; $\varphi_{a,t}$ 表示 t 时刻线路节点 a 的电压相位角。

2.2.3 旋转备用约束

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t}^{\text{TPG-U}} + P_t^{\text{CSP-U}} + \Delta P_t^{\text{PBR}} + \sum_{i=1}^I \Delta P_{i,t}^{\text{DRP}} \geq \mu_L P_{t,L} + \omega_t^{\text{WP}} + \omega_t^{\text{PP}} \\ -(\sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t}^{\text{TPG-D}} + P_t^{\text{CSP-D}}) \leq -\mu_L P_{t,L} + \omega_t^{\text{WP}} + \omega_t^{\text{PP}} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{TPG-U}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{TPG-D}}$ 分别表示第 i 台 TPG 机组在 t 时刻可提供的正、负旋转容量; $P_t^{\text{CSP-U}}$ 、 $P_t^{\text{CSP-D}}$ 分别表示 CSP 电站在 t 时刻可提供的正、负旋转容量; μ_L 表示负荷备用率; ω_t^{WP} 、 ω_t^{PP} 分别表示风电场及光伏电站的出力预测误差, 假设预测误差服从正态分布^[13-14]。其中:

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{TPG-U}} = P_{i,t,\text{TPG}}^{\text{L,RU}} + P_{i,t,\text{TPG}}^{\text{WP,RU}} + P_{i,t,\text{TPG}}^{\text{PP,RU}} \\ P_{i,t}^{\text{CSP-U}} = P_{i,t,\text{CSP}}^{\text{L,RU}} + P_{i,t,\text{CSP}}^{\text{WP,RU}} + P_{i,t,\text{CSP}}^{\text{PP,RU}} \end{cases} \quad (17)$$

2.2.4 火电机组及风电场、光伏电站运行约束

文献[9]已对火电机组的运行约束进行说明, 此处不再赘述。风电场、光伏电站运行约束如下。

$$\begin{cases} P_t^{\text{PP}} \leq P_{t,\text{PP}}^{\text{pre}} \\ P_t^{\text{WP}} \leq P_{t,\text{WP}}^{\text{pre}} \end{cases} \quad (18)$$

式中, $P_{t,\text{WP}}^{\text{pre}}$ 、 $P_{t,\text{PP}}^{\text{pre}}$ 分别表示 t 时刻风电场、光伏电站的预测出力。

2.2.5 CSP 电站约束

1) CSP 电站出力约束

$$P_{t,\text{CSP}} + P_t^{\text{CSP-U}} \leq P_{\text{max}} u_t^{\text{CSP}} \quad (19)$$

$$P_{t,\text{CSP}} - P_t^{\text{CSP-D}} \geq P_{\text{min}} u_t^{\text{CSP}} \quad (20)$$

$$\begin{cases} P_{t,\text{CSP}}^{\text{sb}} \geq 0 \\ P_{t,\text{CSP}}^{\text{xb}} \geq 0 \end{cases} \quad (21)$$

式中: P_{max} 、 P_{min} 分别表示光热电站的最大、最小发电功率; u_t^{CSP} 表示 CSP 电站运行状态变量, 取值为 1 时 CSP 电站处于运行状态。

2) 储热系统运行约束

$$E_t^{\text{min}} \leq E_t \leq P_{\text{max}} \frac{T_{\text{MFY}}}{\eta_{\text{rd}}} \quad (22)$$

$$0 \leq P_t^{\text{CR}} \leq P_{\text{max}}^{\text{CR}} x_t^{\text{CF}} \quad (23)$$

$$0 \leq P_t^{\text{FR}} \leq P_{\text{max}}^{\text{FR}} (1 - x_t^{\text{CF}}) \quad (24)$$

$$x_t^{\text{CF}} (1 - x_t^{\text{CF}}) = 0 \quad (25)$$

式中: E_t^{min} 表示储热系统安全运行的最小储热容量; T_{MFY} 表示储热系统的满负荷运行小时数; $P_{\text{max}}^{\text{CR}}$ 、 $P_{\text{max}}^{\text{FR}}$ 分别表示储热系统的最大储热功率与最大放热功率; x_t^{CF} 表示储热系统在 t 时刻的运行状态变量, 取值为 1 表示储热状态。

CSP 电站约束还包括爬坡约束、最小开/关机时间约束及内部约束详见文献[12]。

2.2.6 PBR 及 IBR 约束

PBR 应满足以下约束条件。

$$|\Delta P_t^{\text{PBR}}| \leq u_t^{\text{PBR}} \Delta P_{t,\text{max}}^{\text{PBR}} \quad (26)$$

$$u_t^{\text{PBR}} \Delta P_{\text{PBR}}^{\text{down}} \leq \Delta P_t^{\text{PBR}} - \Delta P_{t-1}^{\text{PBR}} \leq u_t^{\text{PBR}} \Delta P_{\text{PBR}}^{\text{up}} \quad (27)$$

$$\sum_{t=1}^T \Delta P_t^{\text{PBR}} \leq \Delta P_{\text{max}}^{\text{PBR}} \quad (28)$$

式中: $\Delta P_{\text{PBR}}^{\text{up}}$ 、 $\Delta P_{\text{PBR}}^{\text{down}}$ 分别表示负荷功率变化量的上、下坡极限; $\Delta P_{\text{max}}^{\text{PBR}}$ 表示负荷功率变化量的最大值。

将实施 IBR 产生的负荷功率变化量等效为“虚拟机组”^[15], 其约束条件如下。

$$\begin{cases} [X_{t-1}^{\text{ON}} - T_U](u_{t-1}^{\text{IBR}} - u_t^{\text{IBR}}) \geq 0 \\ [X_t^{\text{OFF}} - T_D](u_t^{\text{IBR}} - u_{t-1}^{\text{IBR}}) \geq 0 \end{cases} \quad (29)$$

式中: X_{t-1}^{ON} 表示 $t-1$ 时刻 IBR 机组的运行时长; X_t^{OFF} 表示 t 时刻 IBR 机组的停机时长; T_U 、 T_D 分别表示 IBR 机组连续运行时长最小值及连续停机时长最小值; u_t^{IBR} 表示 IBR 机组在 t 时刻的工作状态。

当 IBR 为系统提供备用时, 需满足以下条件。

$$\begin{cases} \Delta P_{i,t}^{\text{DRP}} + \Delta P_{i,t}^{\text{R-d}} \leq P_{i,\text{max}}^{\text{DRP}} \\ \Delta P_{i,t}^{\text{DRP}} - \Delta P_{i,t}^{\text{R-u}} \geq P_{i,\text{min}}^{\text{DRP}} \end{cases} \quad (30)$$

式中: $\Delta P_{i,t}^{\text{DRP}}$ 表示 t 时刻第 i 个 DRP 累计供应的负荷削减功率; $\Delta P_{i,t}^{\text{R-d}}$ 、 $\Delta P_{i,t}^{\text{R-u}}$ 分别表示 t 时刻第 i 个 DRP 参与调度的上、下备用功率; $P_{i,\text{max}}^{\text{DRP}}$ 、 $P_{i,\text{min}}^{\text{DRP}}$ 表

示第 i 个 DRP 在提供备用时的最大、最小削减量。

2.2.7 CVaR 约束

$$\sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K \rho_k (F_t^{BW} + F_t^{HI}) + \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K \rho_k (F_t^{YX} + F_t^{BY} +$$

$$F_t^{PB} + F_t^{IB}) - \xi \leq \eta_k \quad (31)$$

$$\eta_k \geq 0 \quad (32)$$

2.3 条件风险度量项的计算

新能源发电预测误差具有不确定性特征，调度部门制订调度方案时将面临一定的风险。因此，利用 CVaR 理论度量系统运行风险，其理论内容如下^[16-17]。

假设 X 表示决策变量， Y 表示随机变量，那么定义 $m(X, Y)$ 为 X 的损失函数， $n(X, Y)$ 为 Y 的概率密度函数；当 X 的取值一定时，随机变量 Y 引起的损失 $m(X, Y)$ 不超过损失临界值 α 时，分布函数为

$$\psi(X, \alpha) = \int_{m(X, Y) \leq \alpha} n(Y) dY \quad (33)$$

当置信度为 β 时，VaR 的值为

$$K_{\text{VaR}\beta}(X) = \min(\alpha \in R; \psi(X, \alpha) \geq \beta) \quad (34)$$

当置信度为 β 时，CVaR 的值为

$$K_{\text{CVaR}\beta}(X) = \frac{1}{1-\beta} \int_{m(X, Y) \geq K_{\text{VaR}\beta}(X)} m(X, Y) n(Y) dY \quad (35)$$

由于直接求解 $K_{\text{CVaR}\beta}(X)$ 的表达式难度较大，引入文献^[18]中的变换函数 $F_\beta(X, \alpha)$ 简化 CVaR 的求解过程，如式(36)所示。

$$F_\beta(X, \alpha) = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \int [m(X, Y) - \alpha]^+ n(Y) dY \quad (36)$$

式中， α 为风险价值。

依据以上公式可知，只要求得概率密度函数 $n(X, Y)$ 就可求得 VaR，继而求得 CVaR 的值。

以风电为例，风速可以表示为预测误差 Δv 与预测值 v_0 之和，即 $v = v_0 + \Delta v$ 。假设预测误差符合均值为 0、标准差为 σ 的正态分布^[19]，则风速实际值的概率为

$$f_v(v) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_v} \exp\left[-\frac{(v-v_0)^2}{2\sigma_v^2}\right] \quad (37)$$

分布函数为

$$D_{\text{WP}}(v) = \Phi\left(\frac{v-v_0}{\sigma_v}\right) \quad (38)$$

式中， Φ 为标准正态分布函数。

由文献^[20]可知，风电的预测出力 P^{WP} 与风速 v 的函数关系为

$$P^{\text{WP}}(v) = \begin{cases} 0 & v \leq v_{\text{in}}, v > v_{\text{out}} \\ k_1 v + k_2 & v_{\text{in}} \leq v \leq v_r \\ P_r^{\text{WP}} & v_r \leq v \leq v_{\text{out}} \end{cases} \quad (39)$$

式中： v_{in} 、 v_{out} 、 v_r 分别为 WP 的切入、额定与切出风速； P_r^{WP} 为 WP 的额定输出功率； k_1 、 k_2 为拟合参数。

结合式(38)、式(39)可得 WP 的功率概率分布函数为

$$f_p(P^{\text{WP}}=0) = D_{\text{WP}}(v_{\text{in}}) + [1 - D_{\text{WP}}(v_{\text{out}})] = \Phi\left(\frac{v_{\text{in}}-v_0}{\sigma_v}\right) + [1 - \Phi\left(\frac{v_{\text{out}}-v_0}{\sigma_v}\right)] \quad (40)$$

$$f_p(P^{\text{WP}}=P_r) = \Phi\left(\frac{v_{\text{out}}-v_0}{\sigma_v}\right) - \Phi\left(\frac{v_r-v_0}{\sigma_v}\right) \quad (41)$$

对于式(39)中间连续部分，可得 $v = \frac{P^{\text{WP}} - k_2}{k_1}$ ，

则该部分 WP 的功率概率密度函数为

$$f_p(P^{\text{WP}}) = f_v\left(\frac{P^{\text{WP}} - k_2}{k_1}\right) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_v} \exp\left[-\frac{\left(\frac{P^{\text{WP}} - k_2}{k_1} - v_0\right)^2}{2\sigma_v^2}\right] \quad (42)$$

光伏发电也可以利用类似方法求得概率密度函数^[21]，文中不再叙述。

3 算例分析

3.1 算例参数

以 IEEE30 节点测试系统进行算例分析，3 台火电机组分别接入节点 1、节点 8 及节点 13，风电场、光伏电站及光热电站分别接入节点 11、节点 5 及节点 2；假设系统其他节点都可实现需求响应，且每个节点都为需求响应供应商。

火电机组数据如表 1 所示，光热电站的相关参数如表 2 所示，其余参数见文献^[22]，光照辐射曲线如图 1 所示，典型日 WP、PP 及负荷预测功率如图 2 所示，对峰、谷及平时段的划分如表 3 所示。

求解过程参数为：设定实施 PBR 之前电价为 600 元/(MW h⁻¹)，电价弹性矩阵参照文献^[9]。IBR 参与备用时价格为 300 元/(MW h⁻¹)，IBR 参与调度时价格为 500 元/(MW h⁻¹)。为了防止出现 DR 过度响应的现象，限定 PBR 在各个调度时段可提供的负

表 1 火电机组参数

机组	出力上 限/MW	出力 下限/MW	机组 爬坡率/ (MW h ⁻¹)	燃料系数		
				a_T /(元/ MW ⁻²)	b_T /(元/ MW ⁻¹)	c_T /元
1	230	55	100	0.262 5	140	2 607.5
2	130	25	25	0.625	70	2 215.5
3	50	10	15	1.75	210	1 934.8

表 2 CSP 电站参数

Table 2 Parameters of CSP plant

参数	数值
CSP 电站出力上限/MW	100
CSP 电站出力下限/MW	10
热电转化效率/%	40
储热系统热损失率/%	3.1
满负荷运行小时数/FLH	8
旋转备用系数	0.5
储热系统最大储热容量/MW h	1 000
储热系统储热下限/MW h	100

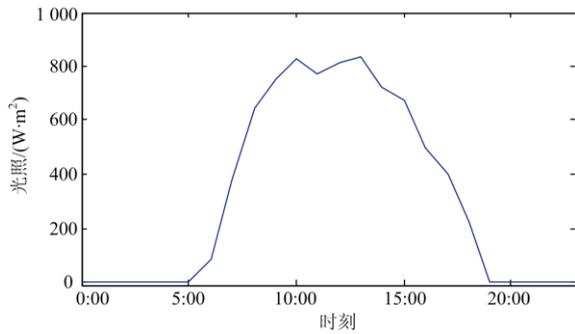


图 1 光照辐射强度曲线

Fig. 1 Curve of light radiation intensity

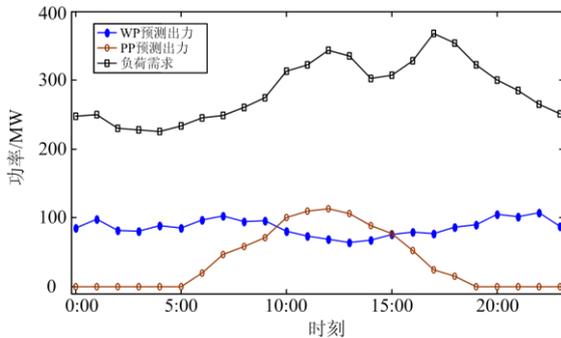


图 2 典型日 WP、PP 及负荷预测功率

Fig. 2 Forecasting power of WP, PP and load in a typical day

表 3 负荷曲线峰谷时段划分

Table 3 Load curve peak and valley time division

时段	峰时段	谷时段	平时段
时间	10:00—13:00 16:00—19:00	22:00—6:00	6:00—10:00 13:00—16:00 19:00—22:00

荷变化量最大不超过该调度时段内负荷需求的 15%，IBR 提供的出力不超过 ± 15 MW。负荷备用系数 μ_L 取值为 0.12，风电场、光伏电站群及 CSP 电站的环境效益价格均为 200 元/(MW h⁻¹)，风电场的运维成本与上网电价取值分别为 20 元/(MW h⁻¹)

以及 600 元/(MW h⁻¹)，光伏电站的运维成本与上网电价分别为 30 元/(MW h⁻¹)及 700 元/(MW h⁻¹)，CSP 电站运维成本与上网电价分别为 50 元/(MW h⁻¹)及 800 元/(MW h⁻¹)，火电机组参与备用的价格均为 120 元/(MW h⁻¹)。

模型通过 yalmip 平台上调用 CPLEX 求解器实现对模型的求解^[23]。

3.2 结果分析

3.2.1 仿真结果分析

本节假设 β 取值为 0.9、 L 取值为 0.5，将 IBR 与 PBR 分别作为两个整体进行考虑，仅计及其外特性。PBR 与 DR 后负荷曲线及 DR 后各时段电价分别如图 3、图 4 所示。

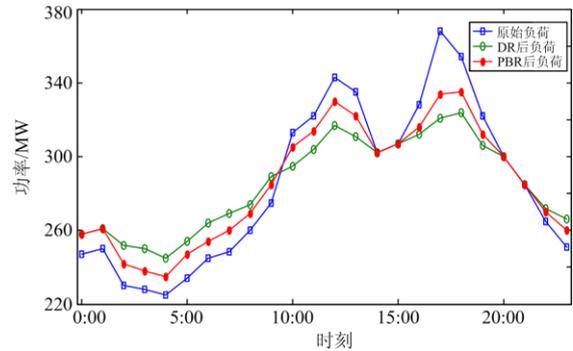


图 3 PBR 及 DR 后负荷曲线

Fig. 3 Load curve after PBR and DR

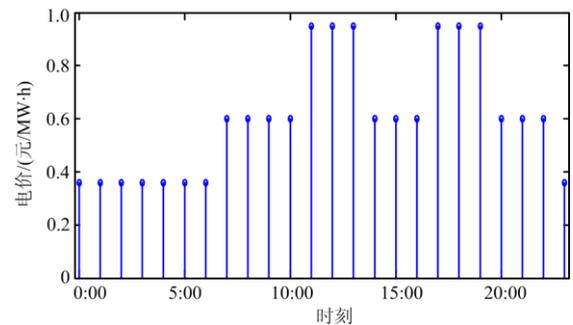


图 4 PBR 后各时段电价

Fig. 4 Electricity price of each scheduling period after PBR

依据图 3、图 4 可知，PBR 通过电价因素改变了负荷侧用户的用电习惯，具有较好的削峰填谷效果。与原始负荷曲线相比，负荷曲线峰值减小 33 MW，谷值增加 10 MW，峰谷比由 1.64 降为 1.43；而当引入 DR(即 IBR 与 PBR)时，负荷曲线的削峰填谷效果更加显著，负荷曲线峰值下降 44 MW，谷值增加 19 MW，峰谷比由 1.64 降为 1.32。由以上分析可知，DR 引入后负荷曲线的平滑程度更高，表明 IBR 可以促进 PBR 的削峰填谷效果，即 IBR 与 PBR

具有良好的协同效应。图5与图6分别为PBR与IBR的参与功率及各电源出力情况。

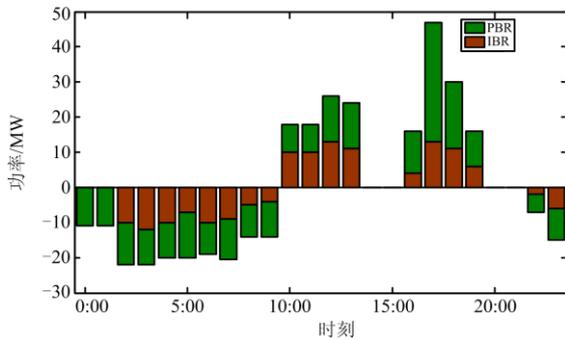


图5 PBR与IBR的参与功率

Fig. 5 Participation power of PBR and IBR

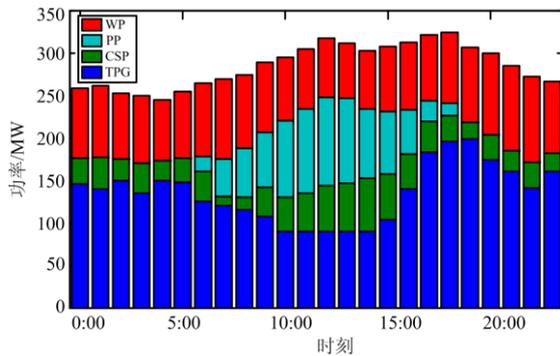


图6 各电源出力情况

Fig. 6 Output power of each type of source

由图6可知,实施DR减小了负荷曲线的峰谷差,在一定程度上提高了风电与光伏发电的消纳能力。但是TPG为了保证安全运行受到最小发电出力的约束,使得WP与PP的消纳功率受到限制。而光热电站配有较大容量的储热系统,其出力灵活可控,可以在降低TPG出力的同时提高系统的并网环境收益。在负荷峰时段,TPG的发电量下降,通过灵活安排CSP电站的出力计划为WP、PP提供更大的并网空间,同时增加了新能源发电的备用容量;在谷时段,谷负荷功率的增加为风电提供了部分消纳空间,TPG机组与CSP电站在供电的同时为WP提供备用。CSP电站各时段充放热情况如图7所示。

由图7可知,储热系统可以在白天光照辐射强时充热,夜间时段无光照条件时利用白天储存的热量进行放热,其实现了光热电站的能量转移,从而保证光热电站的出力稳定可控;并通过其出力的可控性提高WP、PP的消纳空间,保证电网的可靠安全运行。图8为WP、PP的并网情况。

由图8可知,引入需求响应及CSP电站使得该调度周期内WP及PP的利用率较高,WP与PP的

未消纳功率仅为121.8 MW h及58.9 MW h,WP、PP的并网量分别为1953.4 MW h及824.2 MW h,WP与PP的并网率分别达到94.1%与93.3%。由以上分析可知,引入CSP电站及需求响应可以增大风光的并网空间,提高风光的并网量。表4为优化调度结果。

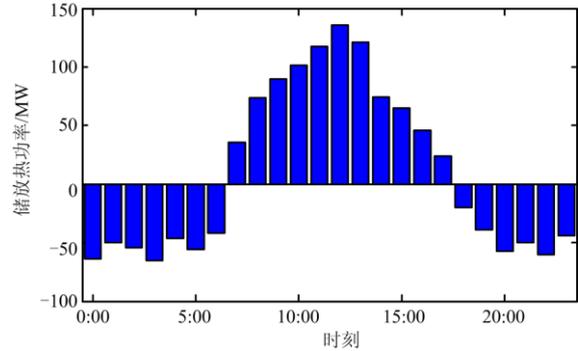


图7 各时段储热系统充放热情况

Fig. 7 Heat storage power and exothermic power of heat storage system in each scheduling period

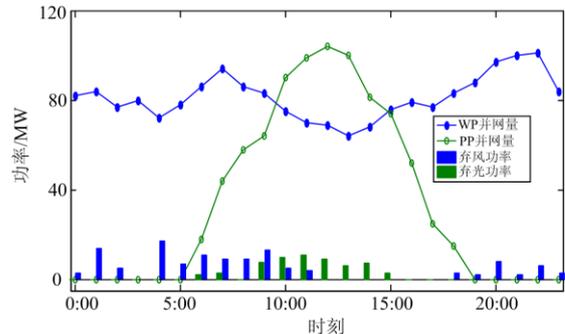


图8 WP与PP并网情况

Fig. 8 Grid-connected power of WP and PP

表4 优化调度结果

Table 4 Scheduling optimization result

出力/MW h		弃能/MW h		峰谷比	优化结果/万元	
WP	PP	WP	PP		净收益	CVaR
1953.4	842.2	121.8	58.9	1.32	40.31	41.9

3.2.2 调度模型普适性及有效性分析

1) 普适性分析

为了验证该模型的普适性,结合文献[24]的场景削减方法将风光场景削减为10组模拟场景,选取其中出力波动性最大的场景作为对比场景,对比场景WP、PP预测曲线如图9所示。

由于CSP电站的发电特性与TPG机组类似,故多场景对比中不考虑CSP电站的出力影响。假设两个场景下分别考虑调度模型(引入DR及CSP电站

参与调度)及传统优化模型(不引入 DR 及 CSP 电站参与调度), 则多场景仿真结果如表 5 所示。

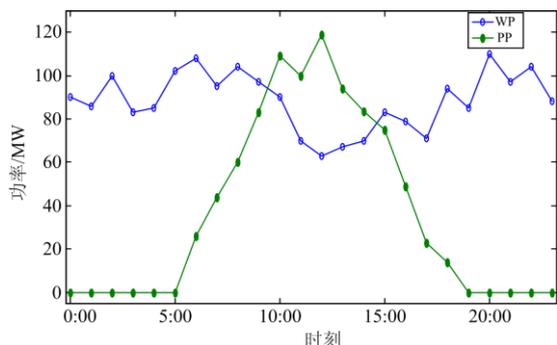


图 9 对比场景 WP、PP 预测曲线

Fig. 9 Forecasting power of WP and PP for contrast scenario

表 5 多场景仿真结果

Table 5 Simulation results of multi-scenarios

场景	参数	调度模型	传统模型
典型场景	净收益/万元	40.31	28.49
	风光未并网量/MW h	(121.8, 58.9)	(303.7, 161.4)
	新能源发电占比/%	50.8	36.7
对比场景	净收益/万元	38.44	27.85
	风光未并网量/MW h	(150.6, 82.8)	(472.2, 176.9)
	新能源发电占比/%	47.6	32.2

由表 5 可知, 典型场景中, 调度模型的发电系统净收益为 40.31 万元, 较传统模型提高了 41.5%, 而新能源发电占比也较传统模型提高了 14.1%, 而 WP、PP 的未并网量较传统模型大大减小, 这是因为 DR 的实施使负荷曲线的峰谷差减小以及 CSP 电站的灵活调度提升了 WP、PP 的并网空间, 提高了新能源的利用率。对比场景中, 由于 WP、PP 的预测出力波动性更大, 为了保证供电的可靠性, TPG 与 CSP 电站的出力有所增加, WP、PP 出力空间变小, 导致对比场景中系统净收益等数据略低于典型场景。

由以上分析可知, 引入 CSP 电站及 DR 优化调度模型中具有良好的普适性。

2) 有效性分析

本节设立三种模型进行对比, 以对该模型的有效性进行验证: 调度模型(引入 DR 及 CSP 电站)、模型二(仅引入 DR)及模型三(仅引入 CSP 电站)。表 6 为三种模型的优化结果。

由表 6 优化结果可知, 调度模型的系统净收益最高, 较模型二与模型三分别提高 8.76 万元与 12.69 万元。调度模型的风光未并网量、新能源发电占比及负荷峰谷比等数据都明显高于模型二与模型三,

因此, 引入 CSP 电站及 DR 参与系统调度可以减小负荷峰谷差, 提高新能源发电并网率, 增大系统的运行收益。

表 6 三种模型的优化结果

Table 6 Optimization results of three models

	调度模型	模型二	模型三
净收益/万元	40.31	31.55	27.62
风光未并网/MW h	(121.8, 58.9)	(289.3, 120.7)	(368.4, 166.1)
新能源发电占比/%	50.8	37.5	44.3
负荷峰谷比	1.32	1.32	1.64

以上分析说明在优化调度模型中引入 CSP 电站及 DR 的有效性。

3.2.3 风险系数对系统净收益的影响

风险系数 L 的取值反映了系统管理者的风险偏好水平, 本节将对风险系数 L (β 均取 0.9) 对系统净收益的影响进行分析。图 10 为系统净收益与风险系数的关系曲线。

由图 10 可知, 随着风险系数 L 的增大, 系统的净收益随之下降, 而条件风险价值 φ 也在减小。当 L 取值为 0 时, 系统管理者处于风险中立态度, 既不主动追求系统运行风险, 也不回避运行风险, 即系统管理者不关心由不确定性引起的系统收益波动风险。当 L 取值较小 ($L < 0.25$) 时, 系统管理者开始逐渐规避风险, 此时条件风险价值取值较大, 说明系统管理者愿意承担较大的系统运行风险以追求较高的系统净收益。当 L 取值较大 ($L > 0.5$) 时, 系统管理者的风险态度较差, 条件风险价值明显减小, 系统净收益也随之降低。

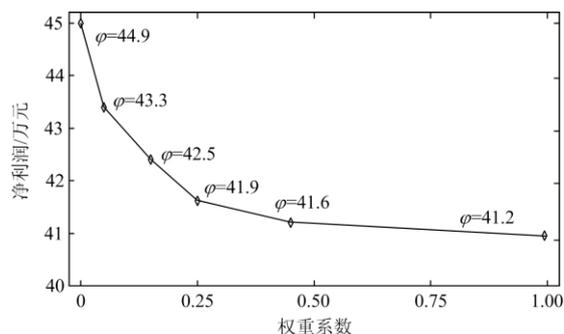


图 10 系统净收益与风险系数的关系曲线

Fig. 10 Relationship curve between system net revenue and risk coefficient

以上分析表明, CVaR 理论可以较好地反映不确定性引起的系统运行风险; 系统管理者可以依据自身的风险承受能力确定运行风险对调度决策的影响, 选取适宜的风险系数以获得较高的收益。

4 结论

新能源发电出力预测误差及负荷功率的不确定性给系统调度带来了较大的运行风险, 将需求响应及 CSP 电站引入传统模型中, 利用 CVaR 度量不确定性引起系统的运行风险, 建立了多源系统优化经济调度模型, 由算例分析可得到以下结论。

1) 实施 PBR 可以提高负荷曲线的平滑程度, 若同时引入 IBR 可以促进 PBR 的削峰填谷效果, 表明 IBR 与 PBR 具有良好的协同效应。CSP 电站出力灵活可控, 其可以弥补 TPG 机组的最小出力约束, 提高系统的消纳深度, 并提供一定的备用资源, 保证了系统的供电可靠性。

2) 将 DR 及 CSP 电站引入模型中, 全时段系统运行净收益为 40.31 万元, 新能源发电占比超过 50%, 同时明显降低了 WP、PP 的未并网量, 具有良好的经济效益。通过不同场景的仿真结果对比, 验证了该模型具有良好的普适性。

3) 引入条件风险理论可以度量不确定性因素引起的系统运行风险, 系统管理者可以根据自身的风险偏好以及风险承受能力确定运行风险对调度决策的影响。风险系数增大时, 系统管理者会趋于规避运行风险, 使得系统运行净收益与 CVaR 值不断下降。

参考文献

- [1] 国家能源局甘肃监管办公室. 甘肃能源监管办大力推动电力市场建设取得显著成效[EB/OL]. [2019-01-18]. www.nea.gov.cn/2019-01/18/c_137754810.htm.
- [2] LI H, ESEYE A T, ZHANG J, et al. Optimal energy management for industrial microgrids with high-penetration renewables[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2017, 2(2): 122-135. DOI: 10.1186/s41601-017-0040-6.
- [3] 王志军, 刘明波. 采用分布式单纯形法的微电网分散式动态经济调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(15): 1-8.
WANG Zhijun, LIU Mingbo. Decentralized dynamic economic dispatch of microgrids using distributed simplex method[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(15): 1-8.
- [4] 杨勇, 郭苏, 刘群明, 等. 风电-CSP 联合发电系统优化运行研究[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(增刊 1): 151-157.
YANG Yong, GUO Su, LIU Qunming, et al. Research on optimization operation for wind-CSP hybrid power generation system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(S1): 151-157.
- [5] 苗淼, 刘赛, 施涛, 等. 光伏光热联合发电基地并网优化调度模型[J]. *中国电力*, 2019, 52(4): 51-58.
MIAO Miao, LIU Sai, SHI Tao, et al. Optimal dispatch model of grid-connected power base considering photovoltaic power and concentrating solar power[J]. *Electric Power*, 2019, 52(4): 51-58.
- [6] CHEN Runze, SUN Hongbin, GUO Qinglai, et al. Reducing generation uncertainty by integrating CSP with wind power: an adaptive robust optimization-based analysis[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2015, 6(2): 583-594.
- [7] DOMINGUEZ R, CONEJO A J, CARRION M. Operation of a fully renewable electric energy system with CSP plants[J]. *Applied Energy*, 2014, 119(112): 417-430.
- [8] 唐巍, 高峰. 考虑用户满意度的户用型微电网日前优化调度[J]. *高电压技术*, 2017, 43(1): 140-148.
TANG Wei, GAO Feng. Optimal operation of household microgrid day-ahead energy considering user satisfaction[J]. *High Voltage Engineering*, 2017, 43(1): 140-148.
- [9] JU L, TAN Z, YUAN J, et al. A bi-level stochastic scheduling optimization model for a virtual power plant connected to a wind-photovoltaic-energy storage system considering the uncertainty and demand response[J]. *Applied Energy*, 2016, 171: 184-199.
- [10] TAN Z, WANG G, JU L, et al. Application of CVaR risk aversion approach in the dynamical scheduling optimization model for virtual power plant connected with wind-photovoltaic-energy storage system with uncertainties and demand response[J]. *Energy*, 2017, 124: 198-213.
- [11] 刘怀东, 冯志强, 王锦桥, 等. 计及条件风险价值的综合能源系统经济调度[J]. *电网技术*, 2018, 42(5): 1385-1392.
LIU Huaidong, FENG Zhiqiang, WANG Jinqiao, et al. Economic dispatch of integrated energy systems considering conditional value-at-risk[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(5): 1385-1392.
- [12] 李姚旺, 苗世洪, 刘君瑶, 等. 考虑需求响应不确定性的光伏微电网储能系统优化配置[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(20): 69-77.
LI Yaowang, MIAO Shihong, LIU Junyao, et al. Optimal allocation of energy storage system in PV micro grid considering uncertainty of demand response[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(20): 69-77.
- [13] 晋宏杨, 孙宏斌, 郭庆来, 等. 含大规模储热的光热电站—风电联合系统多日自调度方法[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(11): 17-23.
JIN Hongyang, SUN Hongbin, GUO Qinglai, et al.

- Multi-day self-scheduling method for combined system of CSP plants and wind power with large-scale thermal energy storage contained[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(11): 17-23.
- [14] 马燕峰, 范振亚, 刘伟东, 等. 考虑碳权交易和风荷预测误差随机性的环境经济调度[J]. *电网技术*, 2016, 40(2): 412-418.
 MA Yanfeng, FAN Zhenya, LIU Weidong, et al. Environmental and economic dispatch considering carbon trading credit and randomness of wind power and load forecast error[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(2): 412-418.
- [15] CATES C J, OLESZCZUK M, STOVOLD E, et al. Optimal voltage control using inverters interfaced with PV systems considering forecast error in a distribution system[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2014, 5(2): 682-690.
- [16] 卢志刚, 郭凯, 闫桂红, 等. 考虑需求响应虚拟机组和碳交易的含风电电力系统优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(15): 58-65.
 LU Zhigang, GUO Kai, YAN Guihong, et al. Optimization of wind power system based on demand response virtual unit and carbon trading[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(15): 58-65.
- [17] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Conditional value-at-risk for general loss distributions[J]. *Journal of Banking & Finance*, 2002, 26(7): 1443-1471.
- [18] ANDERSSON F, MAUSSER H, DAN R, et al. Credit risk optimization with conditional value-at-risk criterion[J]. *Mathematical Programming*, 2001, 89(2): 273-291.
- [19] 卫志农, 陈好, 黄文进, 等. 考虑条件风险价值的虚拟电厂多电源容量优化配置模型[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(4): 39-46.
 WEI Zhinong, CHEN Yu, HUANG Wenjin, et al. Optimal allocation model for multi-energy capacity of virtual power plant considering conditional value-at-risk[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(4): 39-46.
- [20] 蒋程, 刘文霞, 张建华, 等. 含风电接入的发输电系统风险评估[J]. *电工技术学报*, 2014, 29(2): 260-270.
 JIANG Cheng, LIU Wenxia, ZHANG Jianhua, et al. Risk assessment of generation and transmission systems considering wind power penetration[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2014, 29(2): 260-270.
- [21] 严干贵, 刘嘉, 崔杨, 等. 利用储能提高风电调度入网规模的经济性评价[J]. *中国电机工程学报*, 2013, 33(22): 45-52, 9.
 YAN Gangui, LIU Jia, CUI Yang, et al. Economic evaluation of improving the wind power scheduling scale by energy storage system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2013, 33(22): 45-52, 9.
- [22] NGUYEN D T, LE L B. Risk-constrained profit maximization for microgrid aggregators with demand response[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015, 6(1): 135-146.
- [23] 李明扬, 蒋媛媛. 考虑煤耗率的火电机组灵活调峰对风电消纳的影响效果研究[J]. *热力发电*, 2020, 49(2): 45-51.
 LI Mingyang, JIANG Yuanyuan. Effect of flexible load regulation of thermal power units considering coal consumption rate on wind power utilization[J]. *Thermal Power Generation*, 2020, 49(2): 45-51.
- [24] BORNAPOUR M, HOOSMAND R A, PARASTEGARI M. An efficient scenario-based stochastic programming method for optimal scheduling of CHP-PEMFC, WT, PV and hydrogen storage units in micro grids[J]. *Renewable Energy*, 2018, 130: 1049-1066.

收稿日期: 2019-08-27; 修回日期: 2020-03-04

作者简介:

贡韞韵(1994—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化运行; E-mail: yun19950117@163.com

董海鹰(1966—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统优化运行与智能控制、新能源发电优化控制。

E-mail: hydong@mail.lzjtu.cn

(编辑 许威)