

• 新型电力系统 •

DOI:10.15961/j.jsuese.202200787



本刊网刊

基于CVaR的高比例光伏区域综合能源系统优化调度

汪 春^{1,2}, 孙靖鸿³, 徐青山¹, 戈婧宇³

(1.东南大学 电气工程学院, 江苏 南京 210096; 2.中国电力科学研究院有限公司, 江苏 南京 210003;
3.河海大学 能源与电气学院, 江苏 南京 211100)

摘 要: 在“双碳”目标的驱动下, 以光伏为代表的分布式能源正大规模接入配电系统与配气系统, 二者间的耦合也更加紧密, 为低碳可持续能源系统的构建带来了新的机遇, 然而, 由于分布式能源的随机性, 其不可避免地造成了两个系统间潜在的运行风险。基于此, 本文提出了一种高比例光伏渗透率下区域综合能源系统多时间尺度优化调度模型。首先, 在高光伏渗透率的前提下, 建立了考虑储能设备的电-气区域综合能源系统日前调度模型, 利用二阶锥松弛将模型线性化。其次, 基于CVaR风险评估模型的理论基础, 建立并简化了损失函数。接着, 在实时调度过程中考虑CVaR风险评估模型, 建立了考虑CVaR风险评估的区域综合能源系统实时调度模型, 以平衡不同风险态度下新能源不确定性导致的风险成本。最后, 将上述两个模型合并, 建立区域综合能源系统日前-实时多时间尺度调度模型, 分析区域电力系统与区域天然气系统之间的相互作用与能量流动。算例分析中, 设计了不同的负荷强度方案对模型进行验证, 分析了不同方案下系统购电量与不同设备运行参数的变化。结果表明, 所提模型可以有效缓解因新能源随机波动带来的运行风险, 同时考虑耦合设备的运行调控能够促进区域综合能源系统的耦合运行并取得良好的经济效益。

关键词: 分布式能源; 储能; 高比例光伏; 多时间尺度; CVaR

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3246(2023)02-0097-10

Optimal Scheduling Based on the CVaR Method for Regional Integrated Energy System with High Proportion Photovoltaic

WANG Chun^{1,2}, SUN Jinghong³, XU Qingshan¹, GE Jingyu³

(1.School of Electrical Eng., Southeast Univ., Nanjing 210096, China; 2.China Electric Power Research Inst., Nanjing 210003, China;
3.College of Energy and Electrical Eng., Hohai Univ., Nanjing 211100, China)

Abstract: Driven by the goal of “double carbon”, the distributed energy sources represented by the photovoltaic (PV), is being integrated into the distribution power system and the distribution gas system on a large scale. The coupling between the two systems also has become closer, which brings new opportunities for the construction of low-carbon sustainable energy systems. However, the stochastic nature of distributed energy sources inevitably creates potential operational risks between the two systems. Based on this, this paper proposed a multi-timescale optimal scheduling model for regional integrated energy systems with high proportional PV penetration. Firstly, a day-ahead scheduling model of the electricity-gas integrated regional energy system considering energy storage devices was established under the premise of high PV penetration. The model was linearized by using the second-order-cone relaxation. Secondly, based on the theoretical basis of the CVaR risk assessment model, the loss function was established and simplified. Thirdly, the CVaR risk assessment model was considered in the real-time scheduling process. The real-time scheduling model of the regional integrated energy system considering the CVaR risk assessment was established to balance the risk cost caused by the renewable energy uncertainty under different risk attitudes. Finally, the two aforementioned models were combined. Thus the re-

收稿日期:2022 - 07 - 29

基金项目:国家自然科学基金重点项目(51936003)

作者简介:汪 春(1983—),男,教授级高级工程师,博士。研究方向:分布式发电;综合能源。E-mail: 230188174@seu.edu.cn

网络出版时间:2023 - 03 - 03 17 : 02 : 31

网络出版地址:https://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1773.TB.20230303.0936.001.html

gional integrated energy system day-ahead-real-time multi-timescale scheduling model was established to analyze the interaction and energy flow between the regional power system and the regional gas system. The model was validated by different load intensity scenarios in the case analysis. The changes of system power purchase and different parameters of equipment operations under different scenarios were also analyzed. The results show that the proposed model can effectively mitigate the operational risks caused by the random fluctuations of new energy sources. At the same time, the operational regulation of the coupled equipment can promote the coupled operation of the regional integrated energy system and achieve good economic benefits.

Key words: distributed energy sources; energy storage; high proportion photovoltaic; multi-timescale; conditional value at risk (CVaR)

近年来,配电系统与配气系统不断快速发展,随着多能流耦合设备的渗透,两种不同能流的配网系统之间的耦合更加紧密,在这种发展趋势下,逐渐形成了配电系统与配气系统互联的区域综合能源系统^[1]。“双碳”背景下,分布式光伏、储能大规模接入配网系统,区域综合能源系统通过建立各种电气和其他能流组件之间的联系,如可再生能源、储能元件和热电联产装置,为目前“双碳”发展提供灵活性支撑。

然而,由于风电、光伏等可再生能源作为电网出力存在一定不确定性,不仅给电力系统带来不小程度的影响,同时于能源系统之间的深度耦合,间歇性新能源的不确定性也会通过耦合装置(如热电联产装置)传播到天然气系统,给天然气系统的安全运行带来挑战^[2]。

当前围绕区域综合能源系统多能协同开展了相关研究。邱革非等^[3]针对源、荷不确定性问题,引入模糊隶属度参数方法,建立了电-气互联综合能源模糊优化调度模型。赵曰浩等^[4]针对天然气系统目前存在的流量波动性大等问题,考虑供气约束,并引入数据驱动的机会约束规划,建立了电-气互联系统优化调度模型,保障了系统可靠经济运行。高晗等^[5]针对风电出力的不确定性,建立了考虑电转气设备的电-气互联系统协同优化调度模型,其结果验证了该模型的可靠性与经济性。Mao等^[6]提出了一种多能源系统的双层协同运行策略,实现了负荷转移,并在“源-荷”不平衡功率波动的情况下增强了能源需求的灵活性。Asl等^[7]提出了一种用于区域综合能源系统协同运行的两级分布式能源调度框架,并研究了其对多区域能源系统优化运行的影响。陈胜等^[8]针对目前能源系统转型趋势,综述了“双碳”背景下的多能流协同技术,并指出了转型所面临的核心挑战。

针对计及新能源出力不确定性的区域综合能源系统协同调度问题,Lv等^[9]建立了一种考虑综合需求响应的区域综合能源系统优化调度模型,增强了区域综合能源系统的灵活调节能力,减少了系统的能量损失,提高了系统的风电消纳能力。Yan等^[10]建立了一种三级两阶段区域综合能源系统鲁棒优化模型,以适应极端天气引起的天然气和发电及输送系统的随机中断。Qi等^[11]提出了一种多区域综合电力

和天然气系统的分散决策策略,在机会约束规划框架下解决了与可变风力发电和太阳能发电扩散相关的不确定性以及负荷预测误差。Gao等^[12]建立了一种电力/燃气/热能综合系统优化调度模型,该模型考虑了剩余风能与电转气设备的有效利用。曾贤强等^[13]引入多元宇宙算法,利用区间线性规划建立了双层优化模型,以应对风光出力、光热电站带来的不确定性挑战。刘书琪等^[14]提出了一种考虑储能的区域综合能源双层优化模型,为了保障系统安全经济运行,考虑了合理的负荷裕度。陈维荣等^[15]为了解决可再生能源的弃风弃光问题,建立了一种两阶段区域综合能源系统优化模型,同时考虑电转气(power-to-gas, P2G)装置与需求响应方法,实现了新能源的高效消纳。白宏坤等^[16]建立了包括蓄热锅炉在内的不同多能流设备,同时考虑电、气、热多负荷综合需求响应,实现了系统的经济运行与能源的高效利用。张涛等^[17]利用区域综合能源系统柔性特征,建立了考虑运行成本、碳排放量、能源利用效率的多目标优化调度模型,并利用非支配排序遗传算法进行求解。崔杨等^[18]建立了电动汽车与地源热泵协同模型,通过源侧引入地源热泵,荷侧考虑电动汽车,促进了风电的有效消纳。郭尊等^[19]针对风电出力的恶劣场景,提出了区域综合能源系统两阶段鲁棒优化运行模型,同时引入列约束生成算法进行模型求解,在增强系统鲁棒性的同时,实现了风电消纳能力的大幅提升。仇知等^[20]建立了基于粒子群优化的双层模型,以应对可再生能源不确定性和能源价格波动,同时提出了潜力指标用于分析需求响应的有效性。

值得注意的是,上述当前研究存在以下不足:1)围绕综合能源系统的研究计及了可再生能源输出的不确定性,但未能完整地兼顾经济性与风险价值;2)对于高比例光伏渗透下区域综合能源的调度问题研究相对有限。可再生能源的日益普及逐渐产生了不可忽视的成本,这与可再生能源产出的不确定性所带来的风险有关。风险价值(value at risk, VaR)和条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)是电力系统优化调度中广泛使用的风险评估方法^[21-23]。CVaR为综合能源系统优化运行提供了更合适的分析策略。

本文建立了一种基于CVaR的高比例光伏区域综合能源系统优化调度模型。建立考虑储能设备的日前电-气区域综合能源系统运行模型,利用二阶锥松弛实现模型的线性化转换;引入CVaR风险评估方法,同时建立实时优化调度模型。算例分析验证了所提模型能够有效平衡运行成本与风险成本并促进电力系统与天然气系统深度耦合下的高效协同运行。

1 考虑储能设备的区域综合能源系统日前调度模型

日前协同优化调度模型是由区域电力和天然气配网系统组成的耦合系统。首先,建立了区域电力和天然气配送系统的单独模型,该模型包括一组线性化直流潮流约束和非凸非线性天然气流量约束^[24]。区域配气系统采用低压配气管网,采用二阶锥松弛法。因此,采用稳态气流模型,不考虑管道存储。然后,将两个能源系统通过能源集线器(energy hub, EH)进行耦合。

1.1 目标函数

日前调度目标函数分别为区域配电系统和区域配气系统的运行成本,以最小化系统运行成本为目标。具体公式为:

$$\min \left(\sum_{t=1}^{24} \sum_{i \in N_G} (C_{G,i} P_{G,i,t}^0 + C_{U,i,t} P_{U,i,t}^0) + \sum_{t=1}^{24} \sum_{m \in N_s} C_{S,m} (f_{S,m,t}^0 + f_{U,m,t}^0) \right) \quad (1)$$

式中,上标0表示日前调度场景, $C_{G,i}$ 、 $C_{U,i,t}$ 分别为分布式发电机出力成本与上级电网实时购电电价, $C_{S,m}$ 为上级气网气价与分布式气源点出力成本, $P_{G,i,t}^0$ 为 t 时段分布式电源有功出力, $P_{U,i,t}^0$ 为 t 时段上级电网注入区域配电系统的有功功率, $f_{S,m,t}^0$ 为 t 时段 m 节点气源点出力, $f_{U,m,t}^0$ 为向上级气网购气量, N_G 与 N_s 分别为分布式电源点与气源点的集合。

1.2 区域配电系统约束条件

1) 系统节点功率平衡约束

对于区域配电系统中的节点,其有功与无功平衡约束可以分别表示为:

$$\sum_{l:j \rightarrow l} P_{jl,t}^0 - \sum_{l:i \rightarrow j} (P_{ij,t}^0 - I_{ij,t}^0 r_{ij}) - P_{ES,t}^{0,out} + P_{ES,t}^{0,in} = P_{U,j,t}^0 + P_{G,j,t}^0 + P_{RES,j,t}^0 - P_{L,j,t}^0 - P_{EH,j,t}^0 \quad (2)$$

$$\sum_{l:j \rightarrow l} Q_{jl,t}^0 - \sum_{l:i \rightarrow j} (Q_{ij,t}^0 - I_{ij,t}^0 x_{ij}) = Q_{U,j,t}^0 + Q_{G,j,t}^0 - Q_{L,j,t}^0 \quad (3)$$

式(2)、(3)中, $I_{ij,t}^0$ 为 t 时段支路 ij 上电流的平方, r_{ij} 为支路 ij 的电阻, $P_{ES,t}^{0,in}$ 与 $P_{ES,t}^{0,out}$ 分别为 t 时段流入与流出储

能设备的有功功率, $Q_{U,j,t}^0$ 为 t 时段上级电网注入区域配电系统的无功功率, $Q_{G,j,t}^0$ 为 t 时段分布式电源无功出力, $P_{RES,j,t}^0$ 为 t 时段新能源出力, $P_{EH,j,t}^0$ 为 t 时段流入能源集线器的有功功率, $P_{ij,t}^0$ 、 $Q_{ij,t}^0$ 分别为 t 时段线路 ij 上的有功、无功传输功率, $P_{jl,t}^0$ 、 $Q_{jl,t}^0$ 分别为 t 时段流出节点 j 的有功、无功功率, $P_{L,j,t}^0$ 、 $P_{L,j,t}^0$ 分别为 t 时段节点 j 的有功、无功负荷。

2) 支路电压降落约束

节点电压与支路电流、功率与电压电流的平衡约束分别表示为:

$$U_{j,t}^0 = U_{i,t}^0 - 2(r_{ij} P_{ij,t}^0 + x_{ij} Q_{ij,t}^0) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) I_{ij,t}^0 \quad (4)$$

$$(P_{ij,t}^0)^2 + (Q_{ij,t}^0)^2 = U_{i,t}^0 I_{ij,t}^0 \quad (5)$$

式中, $U_{i,t}^0$ 、 $U_{j,t}^0$ 分别为 t 时段 i 、 j 节点电压的平方, r_{ij} 、 x_{ij} 分别为线路 ij 上的电阻、电抗。

3) 电压质量与支路潮流约束

电压质量与支路潮流(有功、无功)的上下限约束分别表示为:

$$U_i^{\min} \leq U_{i,t}^0 \leq U_i^{\max} \quad (6)$$

$$P_{ij}^{\min} \leq P_{ij,t}^0 \leq P_{ij}^{\max} \quad (7)$$

$$Q_{ij}^{\min} \leq Q_{ij,t}^0 \leq Q_{ij}^{\max} \quad (8)$$

式中, $U_i^{\max}$ 、 $U_i^{\min}$ 分别为节点 i 的电压幅值的上、下限, $P_{ij}^{\min}$ 、 $P_{ij}^{\max}$ 和 $Q_{ij}^{\min}$ 、 $Q_{ij}^{\max}$ 分别为支路 ij 的有功功率的上、下限及无功功率的上、下限。

4) 上级电网注入功率约束

上级电网注入有功、无功功率的上下限约束分别表示为:

$$P_j^{\min} \leq P_{U,j,t}^0 \leq P_j^{\max} \quad (9)$$

$$Q_j^{\min} \leq Q_{U,j,t}^0 \leq Q_j^{\max} \quad (10)$$

式中, $P_j^{\max}$ 、 $P_j^{\min}$ 和 $Q_j^{\max}$ 、 $Q_j^{\min}$ 分别为上级电网注入有功功率的上、下限及无功功率的上、下限。

5) 储能设备约束

储能设备的节点平衡约束(式(11))、储能上下限约束(式(12))、输入/输出上下限约束(式(13)~(14))、输入/输出状态约束(式(15))、充放电次数约束(式(16)~(17))分别表示如下:

$$(P_{ES,t}^{0,in} - P_{ES,t}^{0,out} - S_{ES,t}^0 k_{ES}) \Delta t = S_{ES,t+1}^0 - S_{ES,t}^0 \quad (11)$$

$$0 \leq S_{ES,t}^0 \leq S_{ES}^{\max} \quad (12)$$

$$0 \leq P_{ES,t}^{0,in} \leq \lambda_{ES,t}^{0,in} P_{ES}^{\max} \quad (13)$$

$$0 \leq P_{ES,t}^{0,out} \leq \lambda_{ES,t}^{0,out} P_{ES}^{\max} \quad (14)$$

$$\lambda_{ES,t}^{0,in} + \lambda_{ES,t}^{0,out} \leq 1 \quad (15)$$

$$T_{ES}^{\max} \geq \sum_t |\lambda_{ES,t}^{0,in} - \lambda_{ES,t-1}^{0,in}| \quad (16)$$

$$T_{ES}^{\max} \geq \sum_t |\lambda_{ES,t}^{0,out} - \lambda_{ES,t-1}^{0,out}| \quad (17)$$

式(11)~(17)中, $P_{ES,t}^{0,in}$ 、 $P_{ES,t}^{0,out}$ 分别为 t 时段输入/输出的有功功率, $S_{ES,t}^0$ 为 t 时段存储电量, k_{ES} 为损耗比例, $S_{ES}^{\max}$ 、 $P_{ES}^{\max}$ 分别为储能能量与传输功率上限, $\lambda_{ES,t}^{0,in}$ 、 $\lambda_{ES,t}^{0,out}$ 分别为储能输入/输出状态的二元变量, $T_{ES}^{\max}$ 为充放电最大次数。

6) 二阶锥松弛约束

支路电压降落约束(5)可以通过二阶锥松弛转化:

$$(P_{ij,t}^0)^2 + (Q_{ij,t}^0)^2 \leq U_{i,t}^0 P_{ij,t}^0 \Rightarrow (2P_{ij,t}^0)^2 + (2Q_{ij,t}^0)^2 + (P_{ij,t}^0 - U_{i,t}^0)^2 \leq (U_{i,t}^0 + P_{ij,t}^0)^2 \quad (18)$$

1.3 区域配气系统约束条件

1) 流量平衡方程

具体如下:

$$f_{S,m,t}^0 + f_{U,m,t}^0 - f_{L,m,t}^0 - f_{EH,m,t}^0 - \sum_{k \in GC(m)} \tau_{k,t}^0 = \sum_{n \in GN(m)} f_{mn,t}^0 + \sum_{k \in GC(m)} f_{Ck,t}^0 \quad (19)$$

式中, $f_{L,m,t}^0$ 为 t 时段 m 节点气负荷, $f_{EH,m,t}^0$ 为 t 时段流入能源集线器流量, $\tau_{k,t}^0$ 为 t 时段加压站损耗, $f_{mn,t}^0$ 为 t 时段天然气管道 mn 流量, $f_{Ck,t}^0$ 为 t 时段流过加压站流量, $GC(m)$ 为注入节点为 m 的加压站的集合, $GN(m)$ 为与 m 节点相连的节点的集合。

2) 管道约束

管道气体流量与节点压降的非凸关系一般使用非线性方程表示:

$$(f_{mn,t}^0)^2 / (C_{mn})^2 = (\pi_{m,t}^0)^2 - (\pi_{n,t}^0)^2 \quad (20)$$

式中, C_{mn} 为管道 mn 的Weymouth系数, $\pi_{m,t}^0$ 、 $\pi_{n,t}^0$ 为 m 、 n 节点气压。

3) 系统节点约束

节点气压和注入流量的上下限约束表示为:

$$\pi_m^{\min} \leq \pi_{m,t}^0 \leq \pi_m^{\max} \quad (21)$$

$$f_m^{\min} \leq f_{S,m,t}^0 \leq f_m^{\max} \quad (22)$$

式中, $\pi_m^{\max}$ 、 $\pi_m^{\min}$ 分别为节点气压上、下限, $f_m^{\max}$ 、 $f_m^{\min}$ 分别为节点注入流量上、下限。

4) 加压站约束

$$\tau_{k,t}^0 = C_k f_{Ck,t}^0 \quad (23)$$

式中, $\tau_{k,t}^0$ 为加压站损耗, C_k 为加压站损耗系数。

5) 二阶锥松弛约束

管道约束(20)可以通过二阶锥松弛转化为:

$$(f_{mn,t}^0)^2 / (C_{mn})^2 \leq (\pi_{m,t}^0)^2 - (\pi_{n,t}^0)^2 \Rightarrow (2f_{mn,t}^0 / C_{mn})^2 + (\pi_{m,t}^0 - \pi_{n,t}^0 - 1)^2 \leq (\pi_{m,t}^0 - \pi_{n,t}^0 + 1)^2 \quad (24)$$

1.4 耦合设备约束条件

电力系统与天然气系统通过EH实现耦合, 所采用的能源集线器模型主要由P2G设备、燃气轮机(gas turbine, GT)、热电联产(combined heat and power, CHP)机组、燃气锅炉(gas furnace, GF)构成, 具体约束如下:

1) P2G约束^[25]

电转气技术能够将电力转化为天然气, 从而实现配电与配气系统之间的能源互补, 转化模型如下:

$$f_{S,m,t}^0 = P_{G,j,t}^0 / \eta_k, \forall j, m \in \Omega_k \quad (25)$$

式中, η_k 为P2G的转换效率, Ω_k 为配电网与配气网的P2G耦合节点集合。

2) GT约束

GT将天然气能转化为电能, 转化约束如下:

$$P_{G,j,t}^0 = f_{S,m,t}^0 / \eta_v, \forall j, m \in \Omega_v \quad (26)$$

式中, η_v 为GT的转换效率, Ω_v 为配电网与配气网燃气轮机耦合节点集合。

3) CHP约束

CHP作为耦合节点产生电能与热能, 转化约束为:

$$L_{e,t}^0 = \eta_{chp,e} f_{EH,t}^0 \quad (27)$$

式中, $\eta_{chp,e}$ 为CHP转换为电能的转化效率, $L_{e,t}^0$ 为耦合节点的电能需求。

4) GF约束

GF作为耦合节点产生热能, 转化约束如式(28)、(29)所示:

$$L_{h,t}^0 = v^0 \eta_{chp,h} f_{EH,t}^0 + (1 - v^0) \eta_{gh} f_{EH,t}^0 \quad (28)$$

$$0 \leq v^0 \leq 1 \quad (29)$$

式(28)、(29)中, $\eta_{chp,h}$ 为CHP转换为热能的转化效率, η_{gh} 为GF的转换效率, v^0 为CHP与GF的分配系数, $L_{h,t}^0$ 为耦合节点的热能需求。

2 考虑CVaR风险评估的区域综合能源系统实时调度模型

在日前调度中, 由于技术水平的限制, 往往难以准确预测次日各个时刻的新能源出力 and 用户负荷, 调度模型的时间颗粒度不够精细。而在实时调度中, 调度部门能够根据当天较短时间尺度的负荷和新能源出力预测数据, 获得更加精确的调度结果, 理论上能够进一步降低系统的运行调度成本。因此, 本文考

考虑采用日前-实时多时间尺度方法,分析区域电力系统与区域天然气系统之间的相互作用与能量流动。调度部门先根据日前的预测数据计算出较为粗糙的日前调度方案,再在实时运行过程中根据实时预测数据及时地调整系统调度,得到最优调度方案。先提出CVaR风险评估模型的理论基础,再将其融入到区域综合能源系统的实时调度模型中,并与第1节共同构成日前-实时多时间尺度优化调度模型,以规避潜在的运行风险。

2.1 CVaR风险评估模型

由于风电、光伏等可再生能源出力的不确定性,综合能源系统具有一定的风险特征。为了合理平衡风险和收益,本文将CVaR方法引入区域综合能源系统调度模型中,该方法能合理权衡风险与收益,在可再生能源发电出力不确定的情况下,使多类资源分配与组合方案更具鲁棒性。

建立了一种损失函数 $f(x,y)$ 。其中 x,y 分别为函数的决策变量与随机变量, $x \in R^n, y \in R^m, R^n$ 和 R^m 分别为 n 维与 m 维的实数空间。同时将随机变量 y 的概率密度函数设置为 $p(y)$ 。如果决策变量 x 与阈值 δ 确定,损失函数 $f(x,y)$ 的累积分布函数如下:

$$\phi(x, \delta) \triangleq \int_{f(x,y) \leq \delta} p(y) dy \quad (30)$$

在置信水平 $\alpha \in (0, 1)$ 的条件下,对于给定决策变量 x , VaR函数的表述方式如下:

$$V_{\text{VaR}-\alpha}(x) \triangleq \min \{ \delta \in R : \phi(x, \delta) \geq \alpha \} \quad (31)$$

与该VaR函数相对应的CVaR函数如下:

$$V_{\text{CVaR}-\alpha}(x) \triangleq \frac{1}{1-\alpha} \int_{f(x,y) \geq V_{\text{VaR}-\alpha}(x)} f(x,y) p(y) dy \quad (32)$$

然而,在实际求解过程中想要精确求解上述CVaR函数十分困难,为了解决求解问题,对CVaR求解函数进行一定程度的简化,构造辅助函数:

$$F_{\alpha}(x, \delta) = \delta + \frac{1}{1-\alpha} \int_{y \in R^m} [f(x,y) - \delta]^+ p(y) dy \quad (33)$$

式中, $[f(x,y) - \delta]^+ = \max\{f(x,y) - \delta, 0\}$, 则CVaR函数可以转化为:

$$V_{\text{CVaR}-\alpha}(x) = \min_{\alpha \in R} F_{\alpha}(x, \delta) \quad (34)$$

通过采样点替代积分计算,可以对CVaR计算进行进一步简化:

$$\tilde{F}_{\alpha}(x, \delta) = \delta + \frac{1}{N_{\Omega}(1-\alpha)} \sum_{\omega=1}^{N_{\Omega}} [f(x,y) - \delta]^+ \quad (35)$$

式中, N_{Ω} 为样本总数。引入辅助函数 η_{ω} , 得到风险成

本计算公式:

$$\tilde{F}_{\alpha}(x, \delta) = \delta + \frac{1}{N_{\Omega}(1-\alpha)} \sum_{\omega=1}^{N_{\Omega}} \eta_{\omega} \quad (36)$$

2.2 目标函数

为了对不同的风险态度合理平衡优化风险和收益,将CVaR风险理论模型代入区域综合能源系统实时调度中,即可得到考虑CVaR风险评估的区域综合能源系统实时调度模型。其目标函数主要通过加权修正系数 β 对系统的期望成本和风险成本进行加权,使系统成本最小化,同时考虑风险规避,包含CVaR风险评估的目标函数如下:

$$\min \left((1-\beta)C_{\omega} + \beta \left[\delta + \frac{1}{N_{\Omega}(1-\alpha)} \sum_{\omega=1}^{N_{\Omega}} \eta_{\omega} \right] \right) \quad (37)$$

$$\begin{aligned} C_{\omega} = & \sum_{t=1}^{24} \sum_{i \in N_G} (C_{G,i,t} P_{G,i,t}^0 + C_{U,i,t} P_{U,i,t}^0) + \\ & \sum_{t=1}^{24} \sum_{m \in N_g} C_{S,m} (f_{S,m,t}^0 + f_{U,m,t}^0) + \\ & \sum_{t=1}^{24} \sum_{\omega} p_{\omega} [D_e P_{L,i,t} (1 - \lambda_{e,i,t}^{\omega}) + D_g f_{L,m,t} (1 - \lambda_{g,m,t}^{\omega})] \end{aligned} \quad (38)$$

式(37)~(38)中, β 为加权修正系数, p_{ω} 为场景 ω 的概率, D_e 和 D_g 分别为电负荷、气负荷的单位切负荷成本。

2.3 区域综合能源系统实时调度模型

在实时调度阶段,区域综合能源系统调度部门在日前调度方案的基础上根据实际净需求进行向上级网络购电购气量调整、分布式能源实际出力及切负荷等操作,以保证系统安全稳定运行。区域综合能源系统实时调度模型的各个约束条件如下:

$$\begin{aligned} \sum_{l:j \rightarrow l} P_{jl,t}^{\omega} - \sum_{l:i \rightarrow j} (P_{ij,t}^{\omega} - l_{ij,t}^{\omega} r_{ij}) &= P_{U,j,t}^{\omega} + P_{G,j,t}^{\omega} + \\ &P_{\text{RES},j,t}^{\omega} - (1 - \lambda_{e,j,t}^{\omega}) P_{L,j,t}^{\omega} - P_{\text{EH},j,t}^{\omega} \end{aligned} \quad (39)$$

$$\begin{aligned} \sum_{l:j \rightarrow l} Q_{jl,t}^{\omega} - \sum_{l:i \rightarrow j} (Q_{ij,t}^{\omega} - l_{ij,t}^{\omega} x_{ij}) &= \\ Q_{U,j,t}^{\omega} + Q_{G,j,t}^{\omega} - (1 - \lambda_{e,j,t}^{\omega}) Q_{L,j,t}^{\omega} \end{aligned} \quad (40)$$

$$U_{j,t}^{\omega} = U_{i,t}^{\omega} - 2(r_{ij} P_{ij,t}^{\omega} + x_{ij} Q_{ij,t}^{\omega}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) l_{ij,t}^{\omega} \quad (41)$$

$$\left\| \begin{bmatrix} 2P_{ij,t}^{\omega} \\ 2Q_{ij,t}^{\omega} \\ U_{i,t}^{\omega} - l_{ij,t}^{\omega} \end{bmatrix} \right\|_2 \leq U_{i,t}^{\omega} + l_{ij,t}^{\omega} \quad (42)$$

$$U_i^{\min} \leq U_{i,t}^{\omega} \leq U_i^{\max} \quad (43)$$

$$P_{ij}^{\min} \leq P_{ij,t}^{\omega} \leq P_{ij}^{\max} \quad (44)$$

$$Q_{ij}^{\min} \leq Q_{ij,t}^{\omega} \leq Q_{ij}^{\max} \quad (45)$$

$$P_{U,j}^{\min} \leq P_{U,j,t}^{\omega} \leq P_{U,j}^{\max} \quad (46)$$

$$Q_j^{\min} \leq Q_{U,j,t}^{\omega} \leq Q_j^{\max} \quad (47)$$

$$f_{S,m,t}^{\omega} + f_{U,m,t}^{\omega} - (1 - \lambda_{g,m,t}^{\omega})f_{L,m,t}^{\omega} - f_{EH,m,t}^{\omega} = \sum_{k \in GC(m)} \tau_{k,t}^{\omega} + \sum_{n \in GN(m)} f_{mn,t}^{\omega} + \sum_{k \in GC(m)} f_{Ck,t}^{\omega} \quad (48)$$

$$\left\| \frac{2f_{mn,t}^{\omega}/C_{mn}}{\pi_{m,t}^{\omega} - \pi_{n,t}^{\omega} - 1} \right\|_2 = \pi_{m,t}^{\omega} - \pi_{n,t}^{\omega} + 1 \quad (49)$$

$$\pi_m^{\min} \leq \pi_{m,t}^{\omega} \leq \pi_m^{\max} \quad (50)$$

$$f_m^{\min} \leq f_{S,m,t}^{\omega} \leq f_m^{\max} \quad (51)$$

$$\tau_{k,t}^{\omega} = C_k f_{Ck,t}^{\omega} \quad (52)$$

$$f_{S,m,t}^{\omega} = P_{G,j,t}^{\omega} / \eta_k, \forall j, m \in \Omega_k \quad (53)$$

$$P_{G,j,t}^{\omega} = f_{S,m,t}^{\omega} / \eta_v, \forall j, m \in \Omega_v \quad (54)$$

$$L_{e,t}^{\omega} = \eta_{chp,e} f_{EH,t}^{\omega} \quad (55)$$

$$L_{h,t}^{\omega} = v^{\omega} \eta_{chp,h} f_{EH,t}^{\omega} + (1 - v^{\omega}) \eta_{gh} f_{EH,t}^{\omega} \quad (56)$$

$$0 \leq v^{\omega} \leq 1 \quad (57)$$

式(39)~(57)中:上标 ω 表示实时调度场景; $\lambda_{e,j,t}^{\omega}$ 与 $\lambda_{g,m,t}^{\omega}$ 分别为电负荷与气负荷切负荷率;其余变量与第1节模型公式仅存在上标的区别,此处不再赘述。

在实时调度模型中,式(39)和(40)分别表示实时调度时的电网节点有功、无功功率平衡方程。式(41)和(42)共同表示实时调度时的支路潮流与流经电流和两端节点电压的关系。式(43)表示实时调度时的节点电压相角上下限约束。式(44)和(45)分别表示实时调度时的线路有功和无功传输容量上下限约束。式(46)和(47)分别表示实时调度时的上级电网注入有功和无功功率的上下限约束。式(48)表示实时调度时的天然气网络节点流量平衡方程。式(49)表示实时调度时的管道流量与两端节点压力关系。式(50)表示实时调度时的天然气节点气压上下限约束。式(51)表示实时调度时的节点注入流量上下限约束。式(52)计算了实时调度时的维持加压站运行等效消耗的天然气。式(53)表示实时调度时的P2G设备间的能源转换关系。式(54)表示实时调度时的GT内部的能源转换关系。式(55)表示实时调度时的CHP机组的能源转换关系。式(56)表示实时调度时的GF设备内的能源转换关系。式(57)表示CHP与GF设备间的分配系数区间。

综上,可以得到考虑CVaR风险评估的区域综合能源系统实时调度模型为:

3 算例分析

3.1 算例说明

为验证本文提出的区域综合能源系统优化调度模型,本文选取了如图1所示的区域综合能源系统算例进行仿真分析,该综合能源系统由改进的IEEE 33节点区域配电系统和20节点区域配气系统构成。在电网节点2处设置了分布式光伏电源(distributed photovoltaic, DPV),在节点23设置了CHP,在节点9设置了储能设备,在节点15和29分别设置了GT和P2G,同时这些耦合设备在气网也有相应节点相连接。在气网节点8和节点11设置了气源点,气网节点6设置了GF。图2展示了电力系统与天然气系统的日负荷变化曲线。10种不同场景的日DPV出力如图3所示。

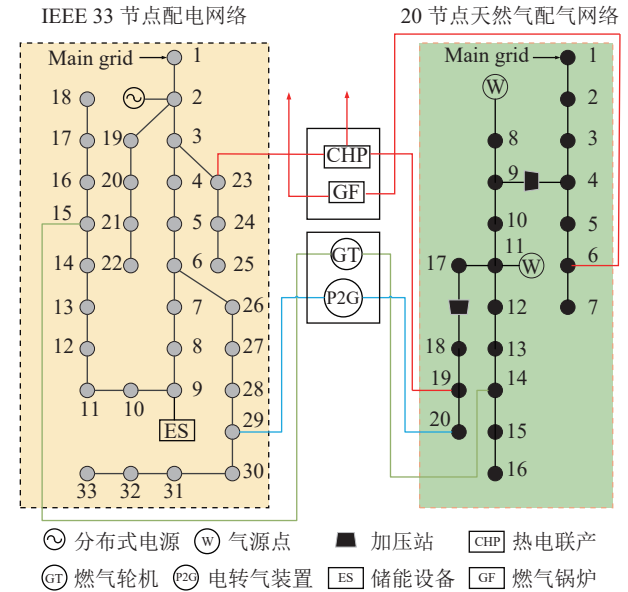


图1 区域综合能源系统

Fig. 1 Regional integrated energy system

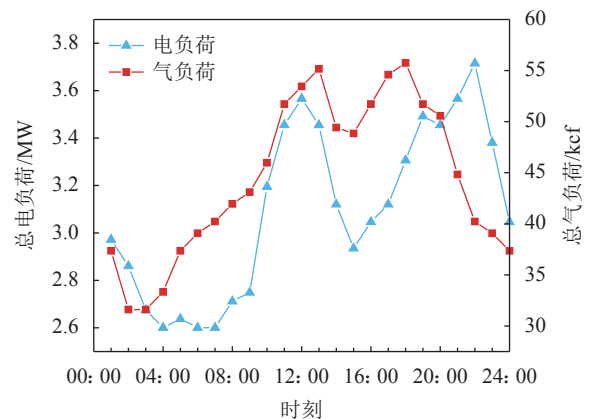


图2 日负荷曲线

Fig. 2 Curves of daily load

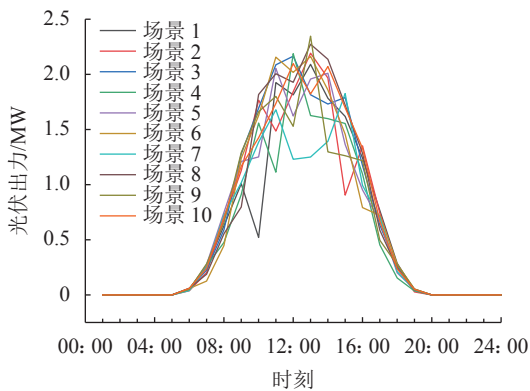


图 3 日DPV出力曲线
Fig. 3 Curves of daily DPV

3.2 优化调度结果分析

在置信度为0.9的情况下,不同权重下的综合能源系统优化调度结果如表1所示。由表1可知,随着权重不断上升系统成本是呈现单调上升的趋势的;相比而言,风险成本随着权重上升单调下降,这有因为权重越高意味着系统对于风险成本的态度越保守,系统就会承担更多的系统成本,而风险成本则会随之降低。

表 1 不同权重下系统成本与风险成本

Tab. 1 Operation cost and risk cost under different weights		
权重	系统成本/\$	CVaR风险成本/\$
0.1	8 587.722	14 536.70
0.2	8 593.262	14 527.04
0.3	8 599.120	14 510.44
0.4	8 604.785	14 476.28
0.5	8 610.508	14 436.13
0.6	8 616.200	14 434.80
0.7	8 621.489	14 432.99
0.8	8 622.633	14 429.00
0.9	8 628.364	14 396.54

图4为系统配置的电储能经过优化调度分析后的运行状态。

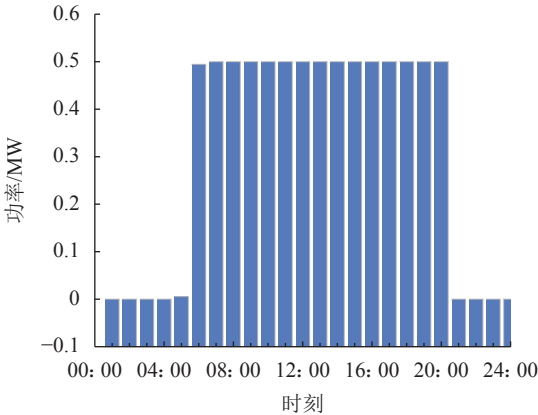


图 4 电储能运行状态
Fig. 4 Operation status of electric energy storage

由图4可以看到,电储能设备进行了一次充电与一次放电,在负荷较低的时段完成充电,并在负荷较高的时段进行了放电,这对于平抑负荷波动有一定促进效果。

图5和6分别展示了天然气系统的购气量,电力系统的购电量与分布式电源(distributed generator, DG)出力。

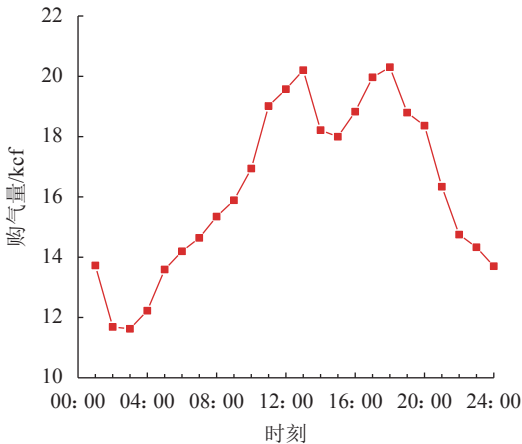
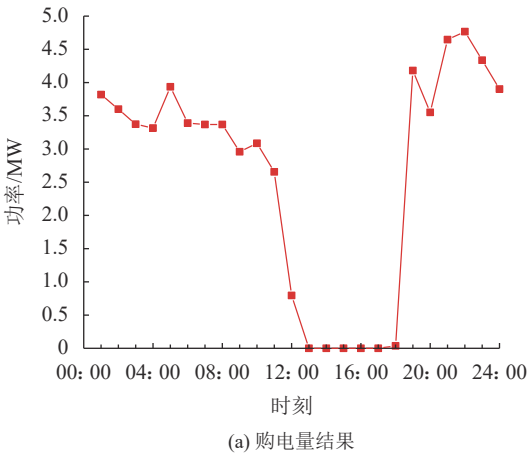
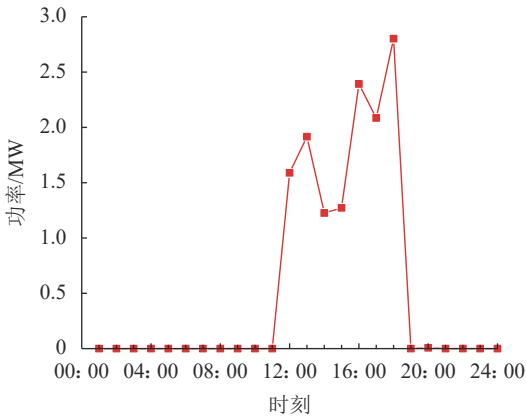


图 5 购气量结果
Fig. 5 Result of gas purchase



(a) 购电量结果



(b) 分布式电源出力结果

图 6 购电量与分布式电源出力结果
Fig. 6 Results of power purchase and distributed power output

由图5可以看到购气量与气负荷需求基本保持一致。图6(a)、(b)分别为电力系统的购电量与DG出力,可以看到:在01:00—13:00时段和19:00—24:00时段购电量处于高峰,而此时DG出力几乎为0;而相对的14:00—18:00时段电负荷需求则主要由DG出力满足,这是由于受到分时电价影响,在14:00—18:00时段,分时电价较高,因此系统优化调度选择了成本更加廉价的DG出力。

图7和8分别为考虑电储能设备前后的购电量与DG出力。由图7可以看到,在加入电储能设备后,在05:00时刻,电储能设备充电的购电量增加;由图8可见,在20:00时刻,电储能设备放电的购电量与DG出力都有所降低。

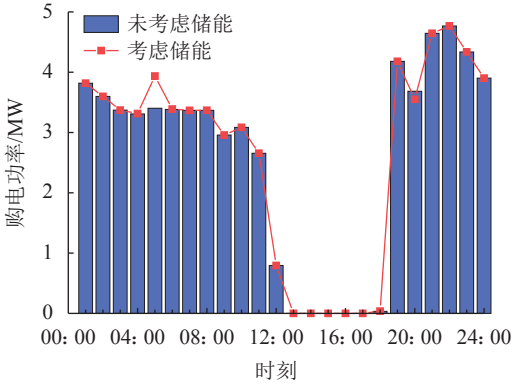


图 7 考虑储能前后购电量

Fig. 7 Power purchase before and after energy storage

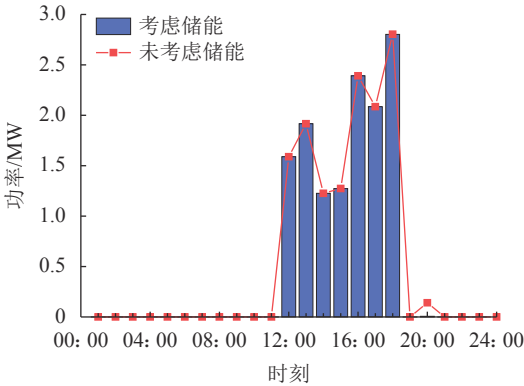


图 8 考虑储能前后DG出力

Fig. 8 Distributed generator output before and after energy storage

3.3 不同场景下优化结果分析

为了研究综合能源系统之间的耦合情况,设计了3个不同程度的负荷场景,分别为以下3种典型案例:基准电负荷和热负荷、负荷需求提升10%、负荷需求提升20%。以上3个案例旨在研究当用户负荷需求发生单一变化时对系统的影响。本文对电负荷与气负荷的变化分别进行结果分析。

图9为不同电负荷需求案例下的CHP出力情况,

由图9可以看到,作为电力系统与天然气系统之间的重要耦合设备,在电负荷需求上升时,CHP也适当增加了对电力系统的出力,在基准负荷不出力的20:00时刻,由于负荷增加,CHP也增加了此时的出力。

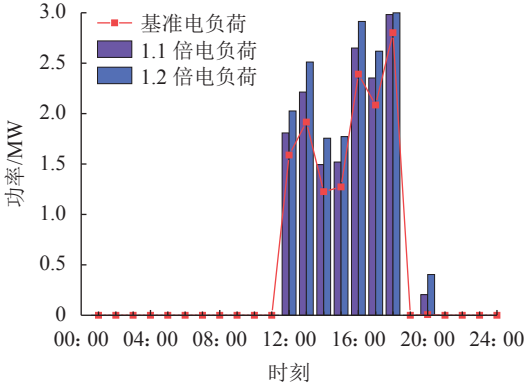


图 9 不同电负荷强度下CHP出力

Fig. 9 CHP output under different electrical load intensity

图10为不同气负荷需求案例下的P2G出力情况。由图10可见,与CHP相似,作为耦合设备,在增加天然气系统负荷需求的情况下,P2G也增加了相应的出力。

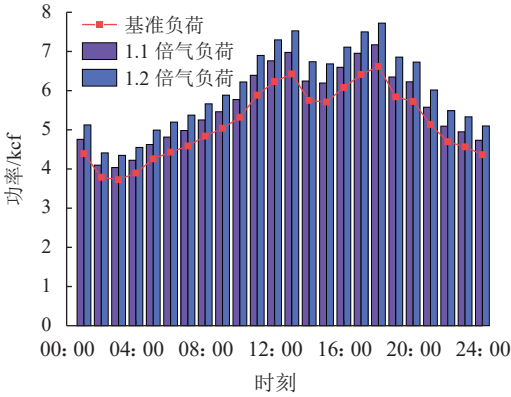


图 10 不同气负荷强度下P2G出力

Fig. 10 CHP output under different gas load intensity

4 结 论

为了应对新能源渗透率不断提高的发展趋势,本文兼顾系统运行成本和风险成本,建立了考虑CVaR风险评估的区域综合能源系统两阶段优化调度模型。考虑电储能设备,设计了不同的负荷强度方案对模型进行验证,分析了不同方案下系统购电量与不同设备运行参数的变化。结果表明,采取CVaR方法能够有效提升系统的风险运行能力。同时,考虑储能设备和EH进行区域综合能源系统的调控可以促进电力系统与天然气系统的耦合运行,且具有较高的经济效益。在目前“双碳”背景下,本研究有望为可再生能源不确定性引发的问题提供解决方案,并为综合

能源系统提供灵活性支撑。本文所做工作也存在一定不足,例如,CVaR风险评估模型仅进行了特定置信度的算例测试,调度模型与算例系统较为简单,因此置信度多样的多阶段优化调度模型是本文未来的研究方向。

参考文献:

- [1] Chen Sheng, Wei Zhinong, Sun Guoqiang, et al. Adaptive robust day-ahead dispatch for urban energy systems[J]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2019, 66(2): 1379–1390.
- [2] Wang Weiliang, Wang Dan, Jia Hongjie, et al. Analysis of energy flow optimization in regional electricity-gas-heat integrated energy system considering operational constraints[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(24): 7108–7120. [王伟亮, 王丹, 贾宏杰, 等. 考虑运行约束的区域电力-天然气-热力综合能源系统能量流优化分析[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(24): 7108–7120.]
- [3] Qiu Gefei, He Chao, Luo Zhao, et al. Fuzzy optimal scheduling of integrated electricity and natural gas system in industrial park considering source-load uncertainty[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(5): 8–14. [邱革非, 何超, 骆钊, 等. 考虑源、荷不确定性的工业园区电-气互联综合能源系统模糊优化调度[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(5): 8–14.]
- [4] Zhao Yuehao, Ju Ping. Scheduling strategy of integrated electricity and gas system considering constraint of gas supplying and prediction error of net power load[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(7): 221–228. [赵曰浩, 鞠平. 考虑供气约束与净负荷预测误差的电-气综合能源系统调度策略[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(7): 221–228.]
- [5] Gao Han, Li Zhengshuo. Coordinated scheduling of integrated electricity-gas energy system considering response characteristic of power-to-gas and wind power uncertainty[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 24–30. [高晗, 李正烁. 考虑电转气响应特性与风电出力不确定性的电-气综合能源系统协调调度[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(9): 24–30.]
- [6] Mao Yunshou, Wu Jiekang, Wang Ruidong, et al. A collaborative demand-controlled operation strategy for a multi-energy system[J]. *IEEE Access*, 2021, 9: 80571–80581.
- [7] Asl D K, Seifi A R, Rastegar M, et al. Distributed two-level energy scheduling of networked regional integrated energy systems[J]. *IEEE Systems Journal*, 2022, 16(4): 5433–5444.
- [8] Chen Sheng, Wei Zhinong, Gu Wei, et al. Carbon neutral oriented transition and revolution of energy systems: Multi-energy flow coordination technology[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 3–12. [陈胜, 卫志农, 顾伟, 等. 碳中和目标下的能源系统转型与变革: 多能流协同技术[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(9): 3–12.]
- [9] Lv Ganyun, Cao Bin, Jia Dexiang, et al. Optimal scheduling of regional integrated energy system considering integrated demand response[J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2021, PP(99): 1–10.
- [10] Yan Mingyu, He Yubin, Shahidehpour M, et al. Coordinated regional-district operation of integrated energy systems for resilience enhancement in natural disasters[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(5): 4881–4892.
- [11] Qi Feng, Shahidehpour M, Li Zhiyi, et al. A chance-constrained decentralized operation of multi-area integrated electricity-natural gas systems with variable wind and solar energy[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(4): 2230–2240.
- [12] Gao Yang, Ai Qian. A novel optimal dispatch method for multiple energy sources in regional integrated energy systems considering wind curtailment[J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2022, PP(99): 1–10.
- [13] Zeng Xianqiang, Zhang Jingwei, Wang Xiaolan. Optimal configuration of regional integrated energy system after taking into account multiple uncertainties and the participation of concentrating solar power stations[J]. *High Voltage Engineering*, 2023, 49(1): 353–363. [曾贤强, 张警卫, 王晓兰. 计及多重不确定性及光热电站参与的区域综合能源系统配置与运行联合优化[J]. *高压技术*, 2023, 49(1): 353–363.]
- [14] Liu Shuqi, Gu Jie, Lai Boxi, et al. Bi-level optimal allocation of energy storage in regional integrated energy system considering load margin[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(7): 150–158. [刘书琪, 顾洁, 赖柏希, 等. 考虑负荷裕度的区域综合能源系统储能双层优化配置[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(7): 150–158.]
- [15] Chen Weirong, Ran Yunzao, Han Ying, et al. Optimal scheduling of regional integrated energy systems under two-stage P2G[J/OL]. *Journal of Southwest Jiaotong University* [2022–07–01]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1277.U.20211230.0937.002.html> [陈维荣, 冉韵早, 韩莹, 等. 考虑两阶段P2G的区域综合能源系统优化调度[J/OL]. *西南交通大学学报* [2022–07–01]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1277.U.20211230.0937.002.html>]
- [16] Bai Hongkun, Zhang Peng, Yin Shuo, et al. Operational optimization of multi-storage regional integrated energy system considering integrated demand side responses[J]. *Journal of Henan Polytechnic University(Natural Science)*, 2021, 40(2): 127–134. [白宏坤, 张鹏, 尹硕, 等. 考虑综合需求侧响应的多储能区域综合能源系统运行优化[J]. *河南理工大学学报(自然科学版)*, 2021, 40(2): 127–134.]
- [17] Zhang Tao, Guo Yuetong, Li Yihong, et al. Optimization scheduling of regional integrated energy systems based on electric-thermal-gas integrated demand response[J]. *Power*

- [System Protection and Control](#),2021,49(1):52–61.[张涛,郭玥彤,李逸鸿,等.计及电气热综合需求响应的区域综合能源系统优化调度[J].[电力系统保护与控制](#),2021,49(1):52–61.]
- [18] Cui Yang,Jiang Tao,Zhong Wuzhi,et al.Economic dispatch approach of RIES for electric vehicle and heat pump to promote wind power accommodation[J].[Electric Power Automation Equipment](#),2021,41(2):1–7.[崔杨,姜涛,仲悟之,等.电动汽车与热泵促进风电消纳的区域综合能源系统经济调度方法[J].[电力自动化设备](#),2021,41(2):1–7.]
- [19] Guo Zun,Li Gengyin,Zhou Ming,et al.Two-stage robust optimal scheduling of regional integrated energy system considering network constraints and uncertainties in source and load[J].[Power System Technology](#),2019,43(9):3090–3100.[郭尊,李庚银,周明,等.考虑网络约束和源荷不确定性的区域综合能源系统两阶段鲁棒优化调度[J].[电网技术](#),2019,43(9):3090–3100.]
- [20] Qiu Zhi,Wang Beibei,Ben Shujun,et al.Bi-level optimal configuration planning model of regional integrated energy system considering uncertainties[J].[Electric Power Automation Equipment](#),2019,39(8):176–185.[仇知,王蓓蓓,贾树俊,等.计及不确定性的区域综合能源系统双层优化配置规划模型[J].[电力自动化设备](#),2019,39(8):176–185.]
- [21] Yang Jiacheng,Zhai Xiaohe,Tan Zhongfu,et al.Day-ahead bidding optimization for high-uncertainty units based on relatively robust conditional value at risk[J].[Power System Technology](#),2021,45(11):4366–4376.[杨佳澄,翟晓鹤,谭忠富,等.基于相对鲁棒CVaR的高不确定性机组日前竞价申报优化[J].[电网技术](#),2021,45(11):4366–4376.]
- [22] Zhang Hong,Ge Dechu,Hou Ning,et al.Research on the interactive energy management of supply and demand in a distributed generation system based on the WCVaR model[J].[Proceedings of the CSEE](#),2019,39(15):4468–4478.[张虹,葛得初,侯宁,等.基于WCVaR模型的分布式发电系统供需互动能量管理研究[J].[中国电机工程学报](#),2019,39(15):4468–4478.]
- [23] Guo Hongxia,Gao Rui,Yang Ping.Two-stage dispatch of microgrid based on CVaR theory under electricity spot market[J].[Power System Technology](#),2019,43(8):2665–2674.[郭红霞,高瑞,杨苹.基于条件风险价值的微电网现货市场两阶段调度[J].[电网技术](#),2019,43(8):2665–2674.]
- [24] Wang Jinran,Wei Zhinong,Zhang Yong,et al.Multi-objective optional day-ahead dispatching for regional integrated energy system considering uncertainty[J].[Power System Technology](#),2018,42(11):3496–3506.[王瑾然,卫志农,张勇,等.计及不确定性的区域综合能源系统日前多目标优化调度[J].[电网技术](#),2018,42(11):3496–3506.]
- [25] Ling Zi,Yang Xiu,Li Lihua,et al.Coordinated control and optimal scheduling of multi energy systems with power-to-gas devices[J].[Acta Energaie Solaris Sinica](#),2020,41(12):9–17.[凌梓,杨秀,李莉华,等.含电转气多能系统的协调控制与优化调度[J].[太阳能学报](#),2020,41(12):9–17.]

(编辑 赵 婧)

引用格式: Wang Chun,Sun Jinghong,Xu Qingshan,et al.Optimal scheduling based on the cvar method for regional integrated energy system with high proportion photovoltaic[J].[Advanced Engineering Sciences](#),2023,55(2):97–106.[汪春,孙靖鸿,徐青山,等.基于CVaR的高比例光伏区域综合能源系统优化调度[J].[工程科学与技术](#),2023,55(2):97–106.]