

考虑长周期供需不平衡风险的 新型电力系统规划方法

姜海洋¹, 杜尔顺^{2*}, 马佳豪¹, 肖晋宇³, 侯金鸣³, 张宁¹

- (1. 新型电力系统运行与控制全国重点实验室(清华大学), 北京市海淀区 100084;
2. 低碳能源实验室(清华大学), 北京市海淀区 100084;
3. 全球能源互联网发展合作组织, 北京市 西城区 100031)

Power System Optimal Planning Method Considering Long-term Imbalance Risk

JIANG Haiyang¹, DU Ershun^{2*}, MA Jiahao¹, XIAO Jinyu³, HOU Jinming³, ZHANG Ning¹

- (1. State Key Laboratory of Control and Simulation of Power System and Generation Equipments
(Tsinghua University), Haidian District, Beijing 100084, China;
2. Laboratory of Low Carbon Energy (Tsinghua University), Haidian District, Beijing 100084, China;
3. Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, Xicheng District, Beijing 100031, China)

ABSTRACT: The increasing renewable penetration in the power system results in the long-term imbalance of the power system. This paper divides the long-term imbalance risk of the power system into two parts: the continuous low-renewable-output event and the long-term monthly energy supply imbalance risk. First, this paper selects the continuous low-renewable-output scenario and proposes a monthly electricity imbalance risk assessment model based on the Conditional Value at Risk (CVaR) theory. On this basis, a power system planning method considering long-term imbalance risk is proposed. Through the optimal allocation of flexible resources such as seasonal energy storage, the long-term adequacy of the power system could be effectively improved. Finally, the effectiveness of the proposed method is proved based on the case studies on the IEEE RTS-79 system and the role of seasonal energy storage in mitigating long-term imbalance risk is discussed.

KEY WORDS: high renewable penetration; power system planning; extreme weather; long-term imbalance risk; power and electricity balance; seasonal storage

摘要: 受高比例新能源并网带来的波动性和间歇性影响, 新型电力系统的长周期供需不平衡矛盾日益突出。该文将电力系统的长周期供需不平衡风险分为两部分: 连续多日无风无

光的极端天气场景和月电量供需不平衡风险。首先, 选取连续多日无风无光的极端天气场景, 提出基于条件风险价值理论(conditional value at risk, CvaR)的月电量不平衡风险评估模型。在此基础上, 提出考虑长周期供需不平衡风险的新型电力系统规划方法, 通过季节性储能等灵活性资源的优化配置, 可有效提升电力系统的长周期平衡能力。最后, 基于 IEEE RTS-79 算例分析论证了所提方法的有效性, 并初步讨论季节性储能在平抑长周期供需不平衡风险方面的作用。

关键词: 高比例新能源; 电力系统规划; 极端天气; 长周期供需不平衡风险; 电力电量平衡; 季节性储能

0 引言

加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统, 是实现能源系统乃至全社会碳达峰碳中和目标的必由之路。随着新能源大规模开发与高比例并网, 其季节波动特性对长时间尺度下的电力系统电力电量平衡提出了新的挑战^[1]。新能源持续低出力的极端天气场景使得电力系统充裕供应受到挑战。因此, 相比于传统主要关注短期日平衡的电力规划方法, 迫切需要量化评估电力系统的长周期供需不平衡风险, 研究计及长周期平衡的新型电力系统规划技术^[2-4]。

新型电力系统长周期供需不平衡风险体现在两个方面: 一方面, 受风光等自然资源出力间歇性

基金项目: 全球能源互联网集团有限公司科技项目 (SGGEIG00JYJS2200061)。
Global Energy Interconnection Group Co., Ltd. Science and Technology Project (SGGEIG00JYJS2200061).

的影响,连续多日无风无光的极端天气场景对新能源高占比的新型电力系统电力电量平衡带来极大风险与挑战,而这种新能源持续低出力的极端天气事件发生也具备一定季节分布特性^[5-6]。另一方面,在长时间尺度下,新能源发电量与负荷需求存在季节性错配现象^[7],在新能源高占比电力系统中同时存在季节性电量供应不足及季节性弃风弃光的“双缺”问题^[8]。因此,本文从规划角度出发,从极端天气场景和季节波动特性两个角度研究新型电力系统长周期供需不平衡风险的量化评估及优化规划方法。

当前国内外学者针对新能源高占比下电力系统的优化规划开展了相关研究。文献[9]建立考虑新能源高效消纳的源网荷储协同规划模型,综合考虑多类型发电、储能技术以及需求响应参与下系统的优化配置;文献[10]面向大规模新能源并网构建考虑长期储能的电力系统优化规划模型,算例分析表明通过在我国西北某区域电网引入长期储能最多可以降低电力系统总成本 40%左右;文献[11]提出面向优化规划的高比例新能源电力系统高效全景时序运行模拟,通过机组聚合和时序聚类的方式实现优化规划问题的高效求解;文献[12]在优化规划模型中对考虑新能源参与下火电的机组组合进行精细化建模,在传统的火电机组启停约束的基础上从电力容量变化的角度进一步细化火电启停动态过程建模;文献[13]通过提出面向优化规划的量化归因方法研究在面向双碳目标的电力规划中的政策技术边界条件对于规划结果的影响程度。

此外,在电力系统风险评估方面,专家学者也进行了大量研究^[14-15],并将风险量化嵌入优化规划问题进行了深入讨论。目前常用的风险评估方法包括风险价值^[16](value at risk, VaR)和条件风险价值^[17](conditional value at risk, CVaR)方法。VaR 通过计算在指定置信水平下的损失期望量化评估风险;CVaR 在 VaR 基础上,进一步考虑随机变量的尾部分布,得到目标变量在指定置信水平下的条件期望。总体来说, CVaR 指标应用更为广泛。文献[18]针对储能参与电力系统的双层优化规划问题,利用 CVaR 量化评估了储能运营商的利润风险;文献[19]针对虚拟电厂内光伏出力不确定性,采用条件风险价值量化评估光伏出力不确定性带来的虚拟电厂运营收益风险;文献[20]针对微网中新能源

源出力以及电/热负荷不确定性,采用条件风险价值方法衡量不确定性造成的成本风险;文献[21]利用 CVaR 方法分析在电力系统调度环节,风电机组的备用需求约束的越限风险。在电力系统优化规划研究方面,也有研究者将 CVaR 方法构建得到的风险约束嵌入规划模型,通过优化求解得到考虑风险的规划方案;文献[22]将 VaR 和 CVaR 方法应用于电网扩展规划问题,利用 Benders 分解法将规划问题分解为投资主问题以及运行经济性与可靠性两个子问题,来分别评估系统运行经济性和电力供应充裕性;文献[23]针对可再生能源多时间尺度特性,构建基于 CVaR 的多类型储能优化配置模型,其中考虑了多元储能的充/放电及储量约束;文献[24]考虑风电参与综合能源系统运行,利用 CVaR 描述风电出力分布的概率区间,通过最小化系统总投资、运行以及风险成本,得到考虑系统运行风险的规划方案。

当前针对电力系统运行风险评估及规划方法的研究已较为丰富,但主要是面向电力日内的短时间尺度平衡,目前尚缺乏对于电力系统长周期平衡的风险评估与规划方法。主要难点与挑战在于:

- 1) 长周期供需不平衡风险难以量化定义与分析;
- 2) 如何协同考虑不同时间尺度储能,实现长周期灵活性资源的优化配置。

为此,针对上述难点,本文提出考虑长周期供需不平衡风险的新型电力系统规划方法,主要创新点包括: 1) 提出连续多日无风光极端天气场景下的长周期供需不平衡风险计算方法; 2) 实现计及新能源发电季节特性的长周期供需不平衡风险评估; 3) 构建考虑长周期供需不平衡风险的优化规划模型,实现多元、多尺度灵活性资源的优化配置,有效提升电力系统长周期平衡能力。

1 长周期供需不平衡风险分析与建模

如图 1 所示,本文将新型电力系统长周期供需不平衡风险分为两个方面:一方面是新能源持续低出力极端天气场景带来的长周期供需不平衡风险,极热无风、极寒无光等场景给系统电力电量平衡带来了极大挑战;另一方面是新能源发电的季节波动特性造成的长周期月电量不平衡风险。基于此,本节针对长周期供需不平衡风险的具体表现形式,分别提出分析模型和评估方法。

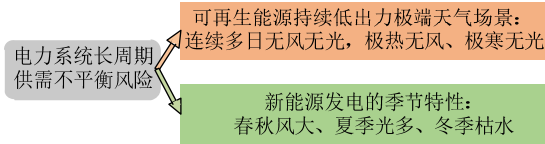


图 1 电力系统长周期供需不平衡风险

Fig. 1 Long-term imbalance of power system

1.1 新能源持续低出力极端天气场景

1.1.1 极端天气场景辨识与提取

新能源持续低出力是导致新型电力系统电力不平衡的重要原因。图 2 展示了新能源持续低出力极端场景与一般出力场景的功率曲线波动状况。对于新能源持续低出力的极端天气事件判据如式(1)所示。

$$\begin{cases} \rho_d^{\text{ave}} |_{d_1 \leq d \leq d_2} \leq \alpha \rho^{\text{max}} \\ d_2 - d_1 \geq \delta \end{cases} \quad (1)$$

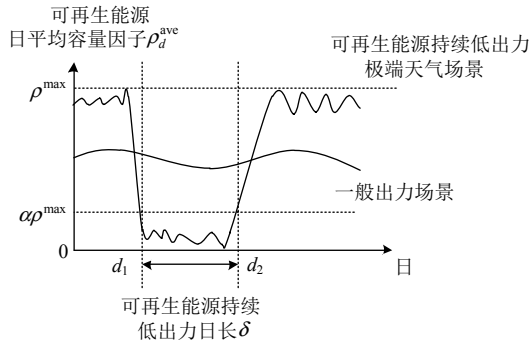


图 2 新能源持续低出力极端天气场景示意图

Fig. 2 Continuous low-renewable-output event

本文定义新能源日平均出力 ρ_d^{ave} 低于额定出力水平 ρ^{max} 的 α ($0 \leq \alpha < 1$) 倍时，为进入低出力时段，当持续低出力时长超过 δ 时，则认为发生了连续低出力的极端天气场景。参照文献[25]，本文研究中初步以新能源日平均出力低于额定出力 10%，持续时间超过 2 日(即 48 h)，即辨识为持续低出力场景。需注意目前在研究中尚缺乏共识的选取标准，在不同研究中，新能源持续低出力时段 δ 和低出力率 α 的取值可能并不相同。

基于式(1)，本文根据中国西北电网的新能源出力数据统计分析^[26]，提取新能源持续低出力状况的极端天气场景。图 3 分别展示了不同季节、不同持续时长的风电/光伏低出力极端天气场景发生的年平均频次。由图 3 可知，低风电出力场景在夏季持续时间最长，达到 10 天；而低光伏出力场景的最长持续时间为 6 天，发生在冬季。通过对比可以发现，极端天气场景发生在不同季节的频次以及持续时间均不同，存在明显的季节分布特征。

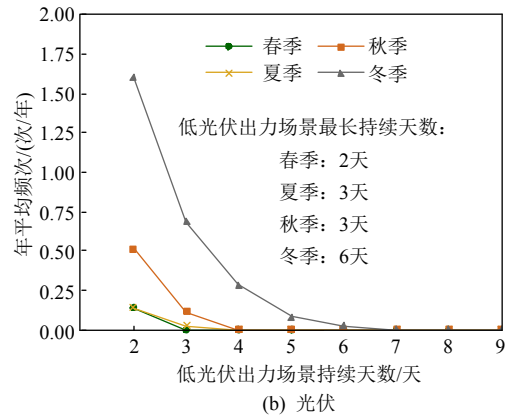
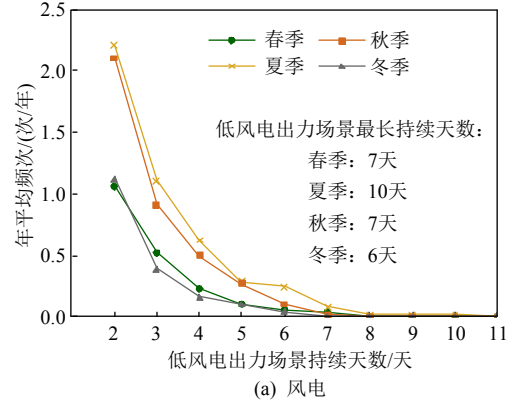


图 3 不同季节、不同时长

新能源持续低出力场景的年平均发生频次统计

Fig. 3 Statistics on the annual average occurrence frequency of continuous low-renewable-output scenarios in different seasons

1.1.2 面向极端天气场景的电力平衡约束

基于提取得到的极端场景，建立考虑新能源持续低出力极端天气场景的电力平衡模型：

$$\sum_{g \in \mathcal{G}_n^{\mathcal{G}}} P_{g,h}^{\mathcal{G},\text{LR}} + \sum_{s \in \mathcal{S}_n^{\mathcal{S}}} (P_{s,h}^{\mathcal{S},\text{Dis},\text{LR}} - P_{s,h}^{\mathcal{S},\text{Cha},\text{LR}}) + \left(\sum_{l \in \mathcal{Q}_n^{\mathcal{L},\text{T}}} F_{l,h}^{\mathcal{L},\text{LR}} - \sum_{l \in \mathcal{Q}_n^{\mathcal{L},\text{F}}} F_{l,h}^{\mathcal{L},\text{LR}} \right) = D_{n,h}^{\text{LR}} - D_{n,h}^{\text{Cur},\text{LR}}, \quad (2)$$

$$\mathcal{G}: \{\mathcal{T}, \mathcal{H}, \mathcal{W}, \mathcal{V}\}, \mathcal{S}: \{\mathcal{A}, \mathcal{B}\}, \forall n, h$$

$$0 \leq \lambda_{\text{tg}}^{\text{min}} O_{\text{tg},h}^{\text{LR}} \leq P_{\text{tg},h}^{\mathcal{T},\text{LR}} \leq O_{\text{tg},h}^{\text{LR}} \leq U_{\text{tg}}^{\mathcal{T}}, \forall \text{tg}, h \quad (3)$$

$$-\chi_{\text{tg}}^{\text{rd}} O_{\text{tg},h}^{\text{LR}} \leq P_{\text{tg},h}^{\mathcal{T},\text{LR}} - P_{\text{tg},h-1}^{\mathcal{T},\text{LR}} \leq \chi_{\text{tg}}^{\text{ru}} O_{\text{tg},h}^{\text{LR}}, \forall \text{tg}, h \quad (4)$$

$$O_{\text{tg},h}^{\text{LR}} = O_{\text{tg},h}^{\text{LR}} + O_{\text{tg},h}^{\text{UP},\text{LR}} - O_{\text{tg},h}^{\text{DN},\text{LR}}, \forall \text{tg}, h \quad (5)$$

$$O_{\text{tg},h}^{\text{LR}} \geq \sum_{\tau=1}^{T_{\text{g}}^{\text{on}}} O_{\text{tg},h-\tau}^{\text{UP},\text{LR}}, \forall \text{tg}, h \quad (6)$$

$$O_{\text{tg},h}^{\text{LR}} \leq U_{\text{tg}}^{\mathcal{T}} - \sum_{\tau=1}^{T_{\text{g}}^{\text{off}}} O_{\text{tg},h-\tau}^{\text{DN},\text{LR}}, \forall \text{tg}, h \quad (7)$$

$$F_{l,h}^{\mathcal{L},\text{LR}} \leq |U_l^{\mathcal{C}0} + U_l^{\mathcal{C}}| \quad (8)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{g,h}^{\mathcal{G},\text{LR}} \leq U_g^{\mathcal{G}} \Theta_{g,h}^{\mathcal{G}} \\ P_{g,h}^{\mathcal{G},\text{LR}} + P_{g,h}^{\mathcal{G},\text{Cur},\text{LR}} = U_g^{\mathcal{G}} \Theta_{g,h}^{\mathcal{G}}, \mathcal{G}: \{\mathcal{W}, \mathcal{V}\} \end{cases} \quad (9)$$

$$0 \leq P_{hy,h}^{\mathcal{H},LR} \leq U_{hy}^{\mathcal{H}} \quad (10)$$

$$S_{s,h}^{\mathcal{S},LR} = S_{s,h-1}^{\mathcal{S},LR} + \eta_s^{\mathcal{S},Cha} P_{s,h}^{\mathcal{S},Cha,LR} - P_{s,h}^{\mathcal{S},Dis,LR} / \eta_s^{\mathcal{S},Dis} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{s,h}^{\mathcal{S},Cha,LR}, P_{s,h}^{\mathcal{S},Dis,LR} \leq U_s^{\mathcal{S}} \quad (12)$$

$$0 \leq S_{s,h}^{\mathcal{S},LR} \leq T_s^{\mathcal{S}} U_s^{\mathcal{S}} \quad (13)$$

$$S_{s,h=h_{start}}^{\mathcal{S},LR} = S_{s,h=h_{start}+T}^{\mathcal{S},LR} \quad (14)$$

式(2)构建了新能源低出力极端场景(low renewable output, LR)内的节点功率平衡约束,其中:上标 $\mathcal{G}$ 指代不同类型发电机组集合 $\mathcal{G}:\{\mathcal{T},\mathcal{H},\mathcal{W},\mathcal{V}\}$,包括火电 $\mathcal{T}$ 、水电 $\mathcal{H}$ 、风电 $\mathcal{W}$ 及光伏 $\mathcal{V}$;储能集合 $\mathcal{S}:\{\mathcal{A},\mathcal{B}\}$ 包括短期储能 $\mathcal{A}$ 和季节性储能 $\mathcal{B}$; $P_{g,h}^{\mathcal{G},LR}$ 为发电机组 g 在极端场景内第 h 小时的出力; $P_{s,h}^{\mathcal{S},Cha,LR} / P_{s,h}^{\mathcal{S},Dis,LR}$ 分别为储能 s 在 h 小时的充放电功率; $F_{l,h}^{\mathcal{L},LR}$ 为线路 l 的输电功率; $D_{n,h}^{LR}$ 为节点 n 的负荷功率; $D_{n,h}^{Cur,LR}$ 为极端天气场景内发生的切负荷电量; $\Omega_n^{\mathcal{G}} / \Omega_n^{\mathcal{S}}$ 为连接在节点 n 的发电机组/储能集合; $\Omega_n^{\mathcal{L},F} / \Omega_n^{\mathcal{L},T}$ 表示以节点 n 为起始/终止节点的输电线路集合。

式(3)—(7)对常规火电机组的启停运行进行了线性化建模。式(3)为火电出力上下限约束,其中: $O_{tg,h}^{LR}$ 为火电机组 tg 的在线开机容量; $P_{tg,h}^{\mathcal{T},LR}$ 为火电机组 tg 的出力功率; $\lambda_{tg}^{\min}$ 为火电机组 tg 的最小出力率; $U_{tg}^{\mathcal{T}}$ 为火电机组 tg 的装机容量。式(4)为火电爬坡约束, $\chi_{tg}^u / \chi_{tg}^d$ 为火电机组 tg 的上/下调爬坡速率。式(5)建模了火电机组在线开机容量在相邻时段的变化过程,其中 $O_{tg,h}^{UP,LR} / O_{tg,h}^{DN,LR}$ 表示火电机组在 h 时段的开/关机容量。式(6)、(7)表示火电机组的最小开/关机时间约束,其中 $T_{tg}^{\text{on}} / T_{tg}^{\text{off}}$ 表示火电机组 tg 的最小开/关机时间^[27]。

式(8)基于网流模型构建了已建/待建线路的电力潮流模型^[28],其中 $U_l^{\mathcal{L}0} / U_l^{\mathcal{L}}$ 分别指代线路 l 的已建容量和扩建容量;网流模型假设输电线路的电力潮流在容量限制内可实现自由调度,输电线路的扩展规划仅体现在输电容量的投资扩建^[29]。式(9)、(10)构建了新能源运行约束。式(9)为风电和光伏的出力上下限约束,其中: $P_{g,h}^{\mathcal{G},LR}$ 为风电/光伏的小时级出力; $P_{g,h}^{\mathcal{G},Cur,LR}$ 为风电/光伏弃电量; $\theta_{g,h}^{\mathcal{G}}$ 表示极端场景内的小时级风光波动曲线; $U_g^{\mathcal{G}}$ 此处表示风光装机容量。式(10)表示水电小时级出力,其中: $P_{hy,h}^{\mathcal{H},LR}$ 为极端天气场景内的水电小时级出力, $U_{hy}^{\mathcal{H}}$ 表

示水电装机容量。

式(11)—(14)为储能运行约束。式(11)表示储能 s 在相邻时段的存储能量变化过程,其中 $S_{s,h}^{\mathcal{S},LR}$ 表示储能 s 在 h 时刻的存储电量。式(12)、(13)分别表示储能 s 充放电功率及储电量的上下限,其中: $U_s^{\mathcal{S}}$ 为储能 s 的功率容量; $T_s^{\mathcal{S}}$ 为储能 s 的持续放电小时数。式(14)表示短时储能的能量平衡约束,其中: h_{start} 表示极端场景日每天的起始时段; T 为日内小时数。考虑到季节性储能需要在全年时间尺度实现能量平衡,在极端天气场景内季节性储能的存储电量并不需要满足日内平衡约束,故本文中考虑季节性储能的存储电量在极端天气场景内的任意时段均为待优化变量。

1.1.3 面向极端天气场景的不平衡风险计算

$$D^{Cur,LR} = \sum_{n,h} D_{n,h}^{Cur,LR} \quad (15)$$

式(15)给出了极端天气场景下系统的不平衡风险计算过程,通过加总极端场景内所有切负荷电量,得到极端天气场景下的长周期供需不平衡风险指标 $D^{Cur,LR}$ 。本文中为了确保电力系统运行的安全性,设定在目标极端天气场景内系统的不平衡风险指标为0,即通过资源优化配置和设备灵活运行使得系统在极端天气场景下不存在切负荷,以确保系统的安全运行。

1.2 新能源发电的季节特性

1.2.1 新能源发电季节特性分析

图4统计了风电与光伏的归一化月平均出力,图4(a)展示风电月平均出力在春季(3月)和秋季(10月)达到两个峰值,而在夏季(8月)达到最低;图4(b)中展示光伏出力在夏季(7月)达到最高,而相应地在冬季(1月)达到最低。可知,风光发电量具备明显的季节波动特性。

1.2.2 新能源高占比电力系统的月电量平衡约束

电力系统运行模拟通常只考虑典型日内小时级电力平衡,对于长时间尺度下系统的电量平衡及其风险评估缺乏对应的模型和评估方法^[30]。本节引入海量场景年 y 对电力系统的长时间尺度不确定性进行建模,面向海量场景年构建了长时间尺度下电力系统月电量平衡模型。每一个场景年 y 都对应着不同的新能源月发电量曲线 $\theta_{g,y,m}^{\mathcal{G}}$ 和月负荷需求电量 $D_{n,y,m}$,通过对海量场景年的电量平衡模拟计算得到各场景年内的不平衡电量。其中海量场景年序列的生成是基于历史观测数据,统计出数据相应的

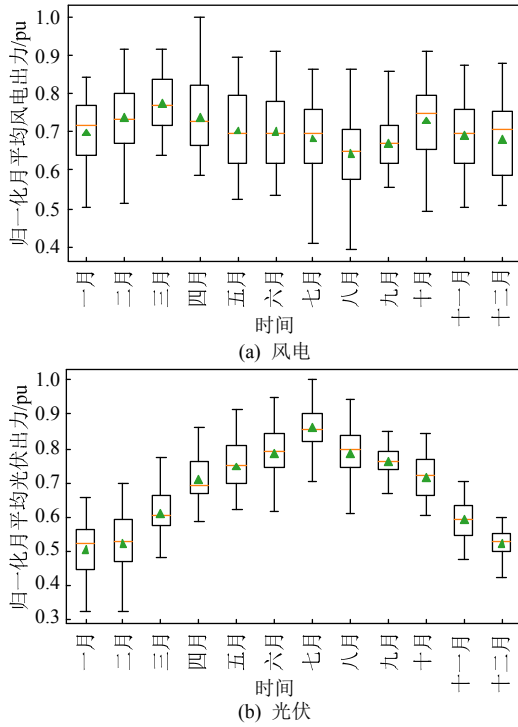


图 4 新能源季节波动特性

Fig. 4 Seasonal variation of renewable energy output

分布规律，然后基于风光序列的概率分布利用蒙特卡罗法模拟生成海量具有相同分布特性的时序数据，具体模型构建如下：

$$U_g^G \Theta_{g,y,m}^G + \sum_{tg,m} E_{tg,y,m}^T = \sum_{n,m} D_{n,y,m}, \mathcal{G}: \{\mathcal{W}, \mathcal{V}, \mathcal{H}\} \quad (16)$$

$$\sum_{g \in \Omega_n^G} E_{g,y,m}^G + \sum_{tg \in \Omega_n^T} (E_{tg,y,m}^T + E_{tg,y,m}^{T,LIB}) + \sum_{s \in \Omega_n^S} (E_{s,y,m}^{S,Dis} - E_{s,y,m}^{S,Cha}) + (\sum_{l \in \Omega_n^{LF}} E_{l,y,m}^L - \sum_{l \in \Omega_n^{CF}} E_{l,y,m}^L) = D_{n,y,m}, \mathcal{G}: \{\mathcal{W}, \mathcal{V}, \mathcal{H}\}, \forall n, y, m \quad (17)$$

$$U_{tg}^T T_{tg}^{T,min} \leq \sum_m E_{tg,y,m}^T \leq U_{tg}^T \bar{T}_{tg}^T, \forall tg, y \quad (18)$$

$$E_{g,y,m}^G + E_{g,y,m}^{G,Cur} = U_g^G \Theta_{g,y,m}^G, \mathcal{G}: \{\mathcal{W}, \mathcal{V}, \mathcal{H}\} \quad (19)$$

$$\sum_{g,m} E_{g,y,m}^G \geq \beta \sum_{n,m} D_{n,y,m}, \mathcal{G}: \{\mathcal{W}, \mathcal{V}, \mathcal{H}\} \quad (20)$$

$$S_{s,y,m}^B = S_{s,y,m-1}^B + \eta_s^{B,Cha} E_{s,y,m}^{B,Cha} - E_{s,y,m}^{B,Dis} / \eta_s^{B,Dis} \quad (21)$$

$$0 \leq E_{s,y,m}^{B,Cha}, E_{s,y,m}^{B,Dis} \leq U_s^B \cdot T \cdot D_m \quad (22)$$

$$0 \leq S_{s,y,m}^B \leq T_s^B U_s^B \quad (23)$$

$$S_{s,y,m=1}^B = S_{s,y,m=M}^B \quad (24)$$

式(16)–(20)构建了长时间尺度下电力系统月电量平衡约束。式(16)为全系统的年能量平衡约束，确保系统的能量供应在全年时间尺度内保持平衡，其中： U_g^G 为风电、光伏及水电容量； $\Theta_{g,y,m}^G$ 为在典型场景年 y 的第 m 月中风电、光伏及水电发电机组

i 的月发电量曲线； $E_{tg,y,m}^T$ 表示在典型场景年 y 的第 m 月火电机组 tg 的计划月发电量。 U_g^G 、 $E_{tg,y,m}^T$ 为待优化变量； $\Theta_{g,y,m}^G$ 、 $D_{n,y,m}$ 为已知曲线。式(17)为节点 n 的月电量平衡约束，其中： $E_{tg,y,m}^{TG,LIB}$ 为应对月电量不平衡风险需要火电机组 tg 在原计划发电量 $E_{tg,y,m}^T$ 基础上的额外发电电量，反映了在式(16)确保系统年电量平衡的前提下，系统的月电量不平衡程度； $E_{g,y,m}^G$ 、 $E_{l,y,m}^L$ 分别为新能源 g 以及输电线路 l 在典型场景年 y 的第 m 月的发电电量/运输电量， $E_{s,y,m}^{B,Cha} / E_{s,y,m}^{B,Dis}$ 分别为季节性储能的月充/放电电量， $D_{n,y,m}$ 为节点 n 处的月负荷需求电量。式(18)对火电机组 tg 的年利用小时数添加上下限约束，其中 $\bar{T}_{tg}^T / \underline{T}_{tg}^T$ 表示火电机组 tg 的利用小时数上/下限。式(19)为风电、光伏以及水电的发电约束，其中 $E_{g,y,m}^{G,Cur}$ 表示新能源发电机组 g 的月弃电量。式(20)为新能源(包括水电、风电与光伏)的发电量渗透率约束，其中 β 为全系统的新能源电量渗透率。

式(21)–(24)建立了长时间尺度下季节性储能运行约束。式(21)建模了季节性储能在相邻月份的能量转移过程，其中： $S_{s,y,m}^B$ 表示季节性储能在场景年 y 的第 m 月的存储能量； $\eta_s^{B,Cha} / \eta_s^{B,Dis}$ 表示季节性储能的充/放电效率。式(22)、(23)分别设置季节性储能的月充/放电电量以及月存储电量的上下限约束，其中： U_s^B 和 T_s^B 分别表示季节性储能的装机容量和持续放电小时数； T 和 D_m 分别表示日内小时数和该月内月天数。式(24)表示季节性储能的年电量平衡约束，其中 M 为一年内的月份数。

1.2.3 新能源高占比下的月电量不平衡风险计算

如图 5 所示，本文基于 CVaR 方法量化评估电力系统月电量不平衡风险。通过对场景年月不平衡电量风险的量化评估，可以从长时间尺度直观评价电力系统的电量供需充裕情况，也可以嵌入优化模

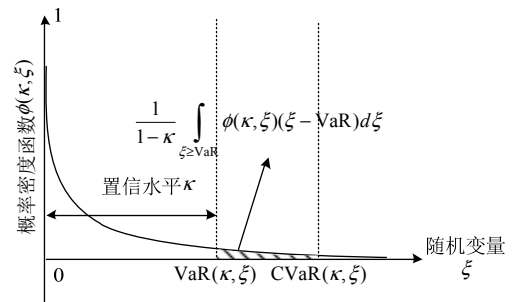


图 5 条件风险价值

Fig. 5 Conditional Value at Risk

型,从投资规划角度有效控制系统的月电量不平衡风险。

电力系统月电量不平衡风险约束集构建如式(25)所示。本文将系统的月电量不平衡风险定义为若干场景年内月电量波动带来的电量不平衡风险 $\text{CVaR}(\Delta_y^{\text{LIB}}, \kappa)$, 月电量不平衡风险事件的置信水平设定为 κ , 每一场景年 y 内的不平衡电量 Δ_y^{LIB} 由火电机组额外发电量 $E_{\text{tg},y,m}^{\text{T,LIB}}$ 加总得到, ϕ_y 对应于场景年 y 的场景概率, v_y 表示场景年 y 对应的辅助变量, 风险模型的线性化方法原理详见文献[31]。

$$\begin{cases} \Delta_y^{\text{LIB}} = \sum_{\text{tg},m} E_{\text{tg},y,m}^{\text{T,LIB}} \\ \text{CVaR}(\Delta_y^{\text{LIB}}, \kappa) = \text{VaR}(\Delta_y^{\text{LIB}}, \kappa) + \frac{1}{1-\kappa} \sum_y \phi_y v_y \\ \begin{cases} \Delta_y^{\text{LIB}} - v_y - \text{VaR}(\Delta_y^{\text{LIB}}, \kappa) \leq 0 \\ v_y \geq 0 \end{cases} \end{cases} \quad (25)$$

基于月不平衡电量进行条件风险价值计算的具体流程如图6所示。通过 CVaR 风险分析方法,

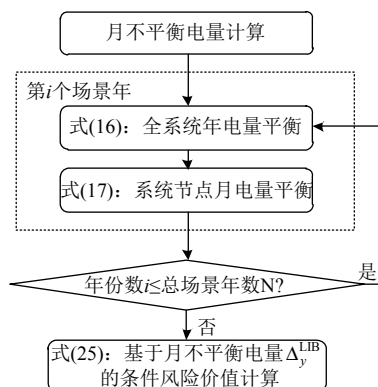


图6 月电量不平衡风险计算流程

Fig. 6 Calculation process of monthly energy imbalance risk

可以有效考虑变量分布的尾部风险,实现对于电力系统电量季节波动特性的量化建模与评估。

2 考虑长周期供需不平衡风险的电力规划方法

2.1 模型架构

本节构建了考虑长周期供需不平衡风险的电力优化规划模型框架。如图7所示,传统的电力规划模型仅考虑年化投资成本和典型日运行成本,在约束条件方面也仅考虑基于典型日的运行约束^[32]。而本文在传统优化规划的基础上,在成本方面还考虑月电量不平衡风险成本,其中 w 表示月电量不平衡运行成本占总运行成本的权重因子,反映了优化问题中考虑月电量不平衡运行成本的比重;在运行约束方面,则添加了 1.1 和 1.2 节中构建的长周期供需不平衡风险约束。

本文构建的考虑长周期供需不平衡风险的优化规划模型如 2.2 节所示,其中有关传统电力规划模型的具体方程与符号解释详见附录 A。所构建的优化问题为一个典型的线性规划问题,可以通过商用求解器,如 Gurobi 进行直接求解计算。

2.2 模型描述

1) 目标函数。

本文构建的优化模型考虑最小化电力系统总成本,包括年化投资成本、典型日内运行成本以及月电量不平衡风险成本。本文为保证系统电力系统安全运行,设定极端天气场景下不存在切负荷,也不产生切负荷惩罚成本。仅在运行约束中考虑系统在极端天气场景下的安全运行约束。具体的目标函数如式(A1)~(A4)所示。

传统电力规划模型

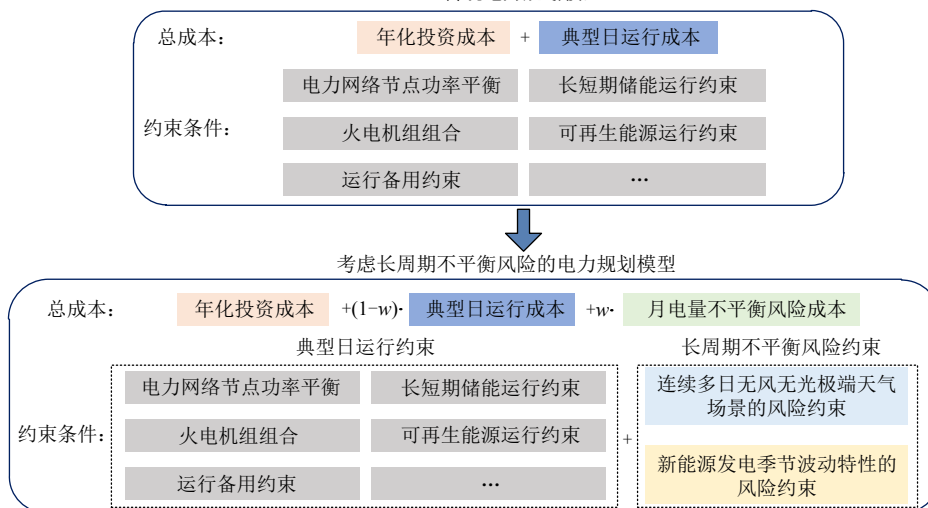


图7 考虑长周期供需不平衡风险的电力系统规划模型框架

Fig. 7 Power system planning model considering long-term imbalance risk

2) 典型日运行约束。

传统优化规划模型仅考虑典型日运行约束，包括典型日内电力网络节点功率平衡约束、火电机组组合、运行备用、长短期储能运行以及新能源运行约束。具体构建如式(A5)—(A12)所示。

3) 极端天气情景的电力平衡约束。

规划模型嵌入了考虑新能源持续低出力极端天气场景的运行约束如式(2)—(14)所示。通过添加极端场景下的安全运行约束，可以在规划问题中有效控制极端场景下电力供给的不平衡风险。

4) 考虑新能源季节特性的月电量平衡约束。

月电量平衡运行约束建模电力系统的月电量不平衡风险，如式(16)—(25)所示。通过内嵌月电量不平衡风险评估模型实现电力系统的月电量不平衡风险控制。

2.3 可靠性评估

基于 2.2 节式(1)—(4)中构建的考虑长周期供需不平衡风险的电力系统优化规划模型，计算得到对应的优化规划方案。本节针对不同条件设置下得到的优化规划方案进行可靠性评估。通过大量场景年的小时级运行模拟，计算得到年平均切负荷期望(expected energy not supplied, EENS)，以评估各规划方案的可靠性。

2.4 优化模型求解分析流程

图 8 展示了本文构建的优化模型的求解与评估流程。通过设定目标函数，添加约束条件，并针对优化求解得到的计算结果进行可靠性评估，实现不同优化规划方案的量化分析。

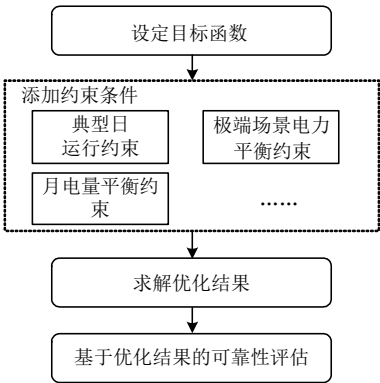


图 8 优化问题求解流程

Fig. 8 Calculation process of optimization problem

3 算例分析

本文采用修改的 IEEE RTS-79 系统^[34]，开展考虑长周期供需不平衡风险的优化规划算例研究。如

表 1 所示，本文设置了 5 组算例进行对比分析：算例 I 采用经典规划方法，仅考虑典型日内的运行模拟^[27]；算例 II 在算例 I 基础上，添加了极端场景内的电力系统运行约束；算例 III 在算例 I 的基础上，考虑系统月电量不平衡风险；算例 IV 在算例 I 基础上，同时考虑极端场景运行模拟约束和月电量不平衡风险；算例 V 在算例 IV 的基础上考虑季节性储能以应对系统的长周期供需不平衡风险。对于极端天气场景的选取，基于式(1)提出的极端天气场景判据，选择各风电/光伏机组持续低出力区间的并集作为极端场景边界并进行优化分析。各考虑因素在表 1 中以√和○形式表示，√表示优化问题考虑该因素，○表示不考虑该因素。

表 1 算例设置

算例	I	II	III	IV	V
基于典型日的传统规划	√	√	√	√	√
考虑持续低出力极端场景	○	√	○	√	√
考虑月电量不平衡风险	○	○	√	√	√
考虑季节性储能	○	○	○	○	√

3.1 边界条件

修正的 IEEE RTS-79 系统包括 24 个网络节点，38 条输电线路，11 台火电机组，14 台风电机组以及 19 台光伏机组，系统拓扑如图 9 所示。为均衡考虑长、短期时间尺度能量平衡对规划结果的影响

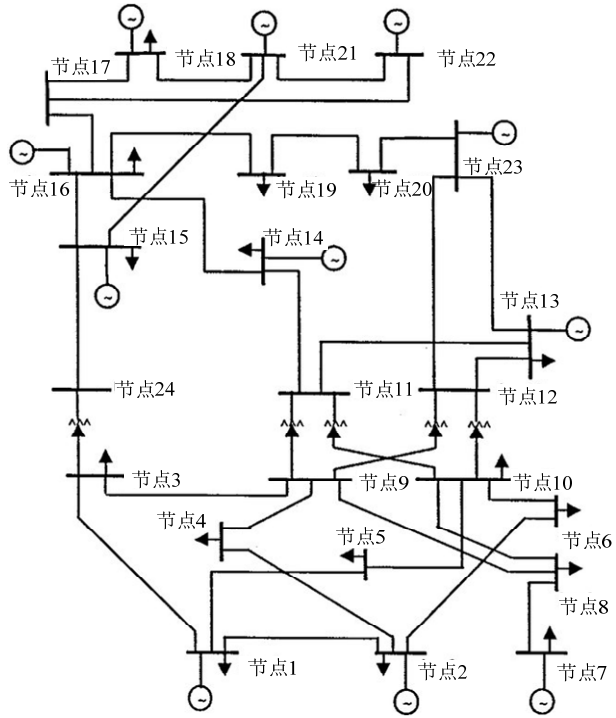


图 9 修正 IEEE RTS-79 系统拓扑

Fig. 9 Topology of modified IEEE RTS-79 system

响, 算例 III、IV 和 V 中权重因子 w 取定为 0.5; 在考虑月电量不平衡风险时, 置信水平 κ 分别取为 95% 和 99%, 以对比在不同置信水平下系统的规划结果。本文季节性储氢的关键技术经济参数设置如表 2 所示。

表 2 季节性储氢经济技术参数

Table 2 Economic and technical parameters of seasonal hydrogen storage

对象	取值
电转氢/氢转电单位投资成本/(元/kW)	3 500
储氢罐单位投资成本/(元/kg)	200
电转氢/氢转电能量转换效率/%	60/55

本文选取 1 000 个场景年进行月电量不平衡风险建模与评估。优化问题中网络拓扑等结构参数参见文献[35], 各机组、储能及输电线路的经济技术参数等边界参数的设定详见文献[36]。

3.2 优化结果

表 3 展示了基于修正 IEEE RTS-79 系统的算例对比分析结果, 算例中考虑了多种类型发电机组(包括火电、水电、风电及光伏), 电化学储能、季节性储氢以及输电线路分别为系统提供不同时间尺度灵活性, 与火电机组协同构成系统灵活性的主要来源。由算例 I 和算例 II 的对比可知, 引入极端场景约束对供电充裕性提出了更高要求, 电化学储能装机容量增长了 362 MW 以提升系统电力供应的充裕

性和灵活性。通过规划方案的可靠性校验可知, 年平均切负荷期望(expected energy not served, EENS)占系统年总负荷的百分比从算例 I 中的 0.987 9% 下降至算例 II 中的 0.389 0%, 进一步证明考虑持续低出力极端天气场景的规划方案可以有效提升系统供电可靠性。在新能源弃电量方面, 算例 I 中新能源弃电率达到了 13.2%, 这是由于系统中风光新能源渗透率达到较高水平(超过 40%); 作为对比, 算例 II 中新能源弃电率下降至 11.5%。

算例 III 在算例 I 的基础上, 考虑不同置信水平 κ 下的月电量不平衡风险。由于新能源(包括风电、光伏和水电)的季节性电量波动是造成系统月电量不平衡的主要原因, 算例 III 中新能源的装机容量相较于算例 I 均有下降, 相应的火电装机则有所提升, 以应对长周期供需不平衡风险。在算例 III 中, 随着置信水平的提升, 输电线路容量由 9 907 MW ($\kappa=95\%$) 提升至 11 990 MW ($\kappa=99\%$), 以提升系统的长周期电量调节能力; 由于电化学储能无法为系统提供长时间尺度的灵活性, 其装机容量由 395 MW ($\kappa=95\%$) 下降至 226 MW ($\kappa=99\%$)。在经济性与可靠性方面, 系统度电成本由 0.421 元/kW·h ($\kappa=95\%$) 提升至 0.422 元/KW·h ($\kappa=99\%$), 而 EENS 占系统年总负荷的百分比由 0.665 7% 降低至 0.488 1%。

表 3 算例结果对比分析

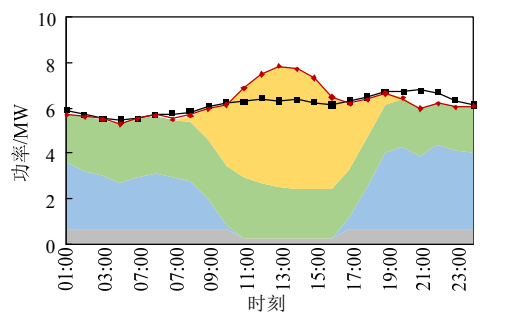
Table 3 Result comparisons of different cases

规划结果		算例 I (典型日)	算例 II (极端天气场景)	算例 III		算例 IV		算例 V	
				(月电量不平衡风险)		(不考虑季节性储能)		(考虑季节性储能)	
				$\kappa=95\%$	$\kappa=99\%$	$\kappa=95\%$	$\kappa=99\%$	$\kappa=95\%$	$\kappa=99\%$
火电	总装机/MW	3 035	3 035	3 103	3 093	3 096	3 100	3 311	3 340
	年平均利用小时数/h	2 562	2 638	2 611	2 685	2 685	2 693	2 688	2 699
水电	总装机/MW	6 310	6 289	6 197	6 044	5 740	5 682	5 638	5 635
	年平均利用小时数/h	2 878	2 876	2 925	2 918	2 876	2 853	2 866	2 879
风电	总装机/MW	5 174	5 188	4 945	5 054	5 297	5 316	5 164	5 126
	年平均利用小时数/h	2 305	2 300	2 330	2 298	2 300	2 318	2 348	2 355
光伏	总装机/MW	7 761	7 781	7 418	7 582	7 945	7 975	7 746	7 690
	年平均利用小时数/h	1 642	1 648	1 659	1 647	1 648	1 649	1 655	1 660
电化学储能/MW		527	889	395	226	713	713	538	433
季节性储氢/MW		—	—	—	—	—	—	460	460
输电线路/MW		9 643	9 525	9 907	11 990	10 106	11 335	9 469	10 030
年平均月不平衡电量/(MW·h/年)		—	—	18.31	16.9	15.91	10.9	2.74	1.71
系统新能源弃电率/%		13.2%	11.5%	11.9%	10.8%	11.3%	10.7%	8.9%	7.8%
全系统度电成本/(元/kW·h)		0.420	0.424	0.421	0.422	0.424	0.425	0.424	0.424
求解时间/s		539	594	1 900	1 980	1 876	1 731	1 973	2 015
EENS/年总负荷(%)		0.987 9	0.389 0	0.665 7	0.488 1	0.503 5	0.302 8	0.096 1	0.078 3

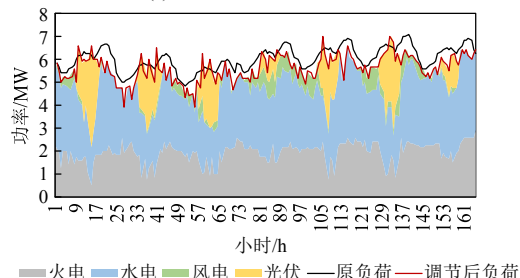
算例 IV 中综合考虑了极端场景约束和月电量不平衡风险, 其规划方案中进一步提升了火电装机容量, 系统的度电成本也分别增加至 0.424 元/(kW·h) ($\kappa=95\%$) 和 0.425 元/(kW·h) ($\kappa=99\%$); 而 EENS 占系统年总负荷的占比也分别降低至 0.503 5‰ 和 0.302 8‰。算例 V 在算例 IV 基础上考虑季节性储氢对于月电量不平衡风险的平抑作用, 通过引入季节性储氢 460 MW ($\kappa=95\%$), 年平均月不平衡电量由 15910 MW·h/年 (算例 IV, $\kappa=95\%$) 降低至 2740 MW·h/年 (算例 V, $\kappa=95\%$), EENS 占系统年总负荷的占比也分别降低至 0.503 5‰ ($\kappa=95\%$) 和 0.096 1‰ ($\kappa=99\%$)。经济性方面, 全系统度电成本相较于算例 IV 降低至 0.424 元/(kW·h)。算例结果证明考虑季节性储能能有效提升系统供电可靠性的同时, 也一定程度提升了规划方案的经济性。

综上, 通过算例 I-V 的对比可知, 本文提出的优化规划方法可以提供可靠性更高的规划方案, 同时季节性储能也可以有效控制系统的度电成本, 进一步证明了规划方法的有效性。

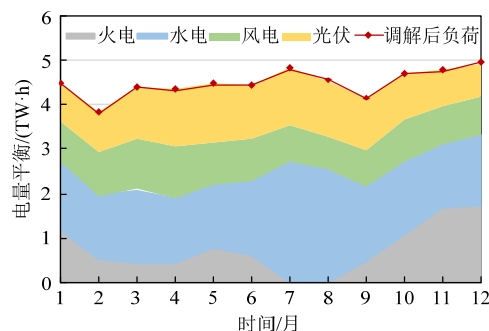
图 10 以算例 V 为例, 展示了在置信水平 $\kappa=95\%$ 下系统在不同场景的能量平衡结果: 图 10(a) 展示了在典型日内系统逐小时的电力平衡结果, 图中原负荷和调节后负荷 (负荷 + 储能充电 - 储能放电) 对比体现了储能 (电化学储能、季节性储氢) 对于系统负荷的调节作用。图 10(b) 展示了极端场景内的小时级电力平衡结果: 相较于算例 I, 极端场景内的风光出力大幅减少, 风电在第 10 时段至第 35 时段出



(a) 典型日内电力平衡结果



(b) 极端场景内电力平衡



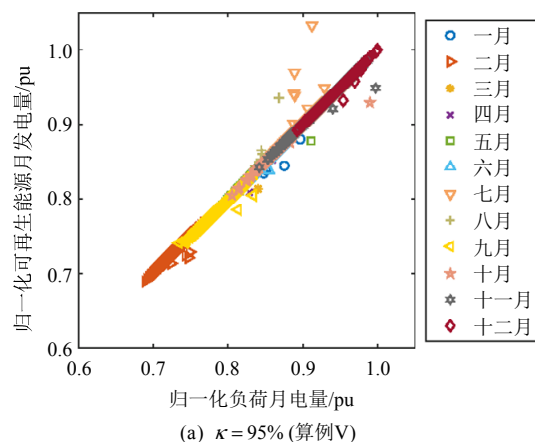
(c) 场景年内月电量平衡结果

图 10 IEEE RTS-79 系统不同时间尺度能量平衡结果

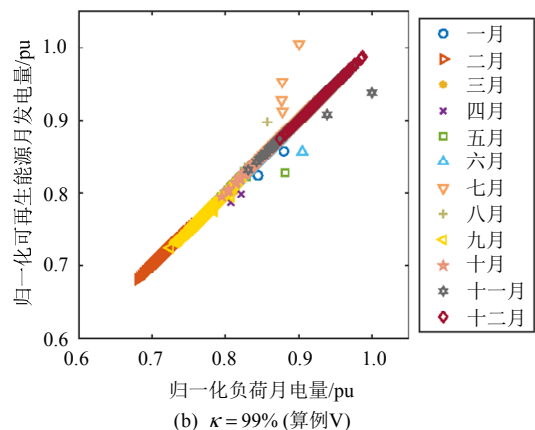
Fig. 10 Energy balance in different timescales of IEEE RTS-79 system

力持续为 0, 其他时段风光出力也相对较小; 为有效应对风光间歇性出力的问题, 火电和水电在极端场景内的出力相应增加。图 10(c) 展示了场景年内月电量平衡结果, 光伏发电量曲线体现出夏季高, 冬季较低的季节特性; 风电资源在春季 (3—5 月) 最为充裕; 水电则在夏季 (7—8 月) 汛期期间发电量最大。

图 11 展示了算例 V 中系统逐月电量不平衡情况。图中每一个点描述了所有场景年内各月的电量平衡情况, 纵坐标为归一化新能源月发电量, 横坐标为归一化负荷月电量。



(a) $\kappa=95\%$ (算例 V)



(b) $\kappa=99\%$ (算例 V)

图 11 IEEE RTS-79 场景年内月电量不平衡结果

Fig. 11 Monthly imbalance results of IEEE RTS-79 system in all scenario years

标为归一化系统月负荷电量,当散点落在对角线上时,表示系统的新能源发电量和负荷电量保持平衡,系统在该月不存在月电量不平衡问题;当色点落在对角线以下时,表示系统月负荷需求电量大于新能源月发电量,系统在该月存在月电量不平衡问题;当散点落在对角线以上时,表示新能源月发电量大于系统月负荷需求电量,系统在该月存在新能源弃电问题。其中,不同月份对应的散点颜色和形状各不相同,不同场景年的相同月份用同一颜色、同一形状的散点表示。

图 11 展示了算例 V 中,在不同置信水平下系统的月电量不平衡情况。由图 11 可知,在算例 IV 以光伏为主导的电力系统中,7、8 月份出现了大量新能源弃电,而 11、12 月则较多发生负荷电量不平衡的状况,这是由于系统中存在大量光伏装机,而光伏机组在夏季达到出力高峰;而负荷存在冬季(11—12 月)达到第二个需求峰值。通过图 11(a)和(b)的对比可知,随着置信水平由 95%提升至 99%,图中偏离对角线的散点数量明显减少,进一步证明通过提升置信水平可以有效平抑月不平衡电量。

图 12 以算例 IV 和 V 为例,在置信水平 $\kappa=95\%$ 的条件下,研究随着系统新能源渗透率由 10%上升至 90%过程中的可靠性指标变化。由图中可以看出,随着新能源渗透率逐步提升,系统可靠性逐步降低,算例 IV 中 EENS/年总负荷的比例由 0.198 5%(10%风光渗透率)提高到 0.900 1%(90%风光渗透率)。当系统风光渗透率超过 30%后,相较于无季节性储能的电力系统,通过引入季节性储能可以有效提升系统可靠性。

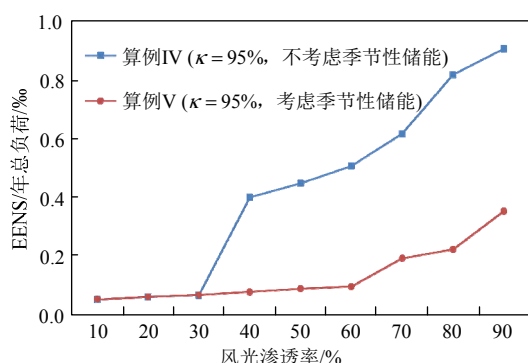


图 12 IEEE RTS-79 系统不同风光渗透率下的可靠性指标
Fig. 12 Reliability index of IEEE RTS-79 system under different renewable penetration ratio

4 结论

新能源高占比下新型电力系统的长周期供需

不平衡矛盾日益凸显,本文针对电力系统的长周期供需不平衡风险,提出了考虑长周期供需不平衡风险的新型电力系统规划方法,一些相关结论如下:

1) 新型电力系统的长周期供需平衡问题具体包括如下两个方面:一方面,新能源持续低出力的极端场景发生概率在不同季节各不相同,对系统小时级电力供需平衡提出了更高要求;另一方面,长时间尺度下新能源发电量季节波动性强,严重影响系统的月电量供需平衡;

2) 供给侧风光新能源出力具有明显的季节波动特性,需求侧电力负荷也表现出冬夏双高的双峰特征,这导致系统的长周期供需不平衡风险在时序上表现出明显的季节分布特征;

3) 季节性储能可以实现能量的长周期存储。本文基于修正 IEEE RTS-79 系统开展研究,发现通过引入季节性储能可以在 95%置信水平下将 EENS 占年总负荷的比例由 0.503 5%降低至 0.096 1%,证明季节性储能能在提升系统长周期灵活性、平抑长周期供需不平衡风险方面起到了重要作用。

本文未来还将针对我国新型电力系统的新能源消纳水平和优化配置结果进行更进一步的实证探讨与研究。

参考文献

- [1] 鲁宗相,林弋莎,乔颖,等. 极高比例可再生能源电力系统的灵活性供需平衡[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 3-16.
LU Zongxiang, LIN Yisha, QIAO Ying, et al. Flexibility supply-demand balance in power system with ultra-high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 3-16(in Chinese).
- [2] 童宇轩,胡俊杰,刘雪涛,等. 新能源电力系统灵活性供需量化及分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(15): 80-90.
TONG Yuxua, HU Junjie, LIU Xuetao, et al. Quantification of flexibility supply and demand and distributionally robust optimal dispatch of renewable energy dominated power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(15): 80-90(in Chinese).
- [3] 高红均,郭明浩,刘俊勇,等. 从四川高温干旱限电事件看新型电力系统保供挑战与应对展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(12): 4517-4537.
GAO Hongjun, GUO Minghao, LIU Junyong, et al. Power supply challenges and prospects in new power system from Sichuan electricity curtailment events caused by high-temperature drought weather[J]. Proceedings of the

- CSEE, 2023, 43(12): 4517-4537(in Chinese).
- [4] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171-191.
ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191(in Chinese).
- [5] 侯验秋, 丁一, 包铭磊, 等. 电-气耦合视角下德州大停电事故分析及对我国新型电力系统发展启示[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(21): 7764-7774.
HOU Yanqiu, DING Yi, BAO Minglei, et al. Analysis of Texas blackout from the perspective of electricity-gas coupling and its enlightenment to the development of China's new power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(21): 7764-7774(in Chinese).
- [6] QIN Zhijun, CHEN Xinwei, HOU Yunhe, et al. Coordination of preventive, emergency and restorative dispatch in extreme weather events[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(4): 2624-2638.
- [7] FORSBERG C. Hybrid systems to address seasonal mismatches between electricity production and demand in nuclear renewable electrical grids[J]. Energy Policy, 2013, 62: 333-341.
- [8] DU Ershun, JIANG Haiyang, XIAO Jinyu, et al. Preliminary analysis of long-term storage requirement in enabling high renewable energy penetration: A case of East Asia[J]. IET Renewable Power Generation, 2021, 15(6): 1255-1269.
- [9] 魏旭, 刘东, 高飞, 等. 双碳目标下考虑源网荷储协同优化运行的新型电力系统发电规划[J]. 电网技术, 2023, 47(9): 3648-3658.
WEI Xu, LIU Dong, GAO Fei, et al. Generation expansion planning of new power system considering collaborative optimal operation of source-grid-load-storage under carbon peaking and carbon neutrality [J]. Power System Technology, 2023, 47(9): 3648-3658(in Chinese).
- [10] 房珂, 周明, 武昭原, 等. 面向低碳电力系统的长期储能优化规划与成本效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(21): 8282-8294.
FANG Ke, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Optimal planning and cost-benefit analysis of long-duration energy storage for low-carbon electric power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(21): 8282-8294(in Chinese).
- [11] ZHANG Ning, JIANG Haiyang, DU Ershun, et al. An efficient power system planning model considering year-round hourly operation simulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(6): 4925-4935.
- [12] TEJADA-ARANGO D A, MORALES-ESPAÑA G, WOGGIN S, et al. Power-based generation expansion planning for flexibility requirements[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(3): 2012-2023.
- [13] ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, HOU Qingchun, et al. Backcasting technical and policy targets for constructing low-carbon power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(6): 4896-4911.
- [14] KIRILENKO A, GONG Yuzhong, CHUNG C Y. A framework for power system operational planning under uncertainty using coherent risk measures[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(5): 4376-4386.
- [15] 陈哲, 王槽裕, 郭创新, 等. 基于风险的多区互联电力系统分布式鲁棒动态经济调度[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(23): 113-122.
CHEN Zhe, WANG Luyu, GUO Chuangxin, et al. Risk-based distributed robust dynamic economic dispatch for interconnected multi-regional power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(23): 113-122(in Chinese).
- [16] Duffie D, Pan J. An overview of value at risk[J]. Journal of derivatives, 1997, 4(3): 7-49.
- [17] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. Journal of Risk, 2000, 2(3): 21-41.
- [18] SABER H, HEIDARABADI H, MOEINI-AGHTAIE M, et al. Expansion planning studies of independent-locally operated battery energy storage systems(BESSs): a CVaR-based study[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2109-2118.
- [19] 沈思辰, 韩海腾, 周亦洲, 等. 基于条件风险价值的多虚拟电厂电-碳-备用 P2P 交易模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(18): 147-157.
SHEN Sichen, HAN Haiteng, ZHOU Yizhou, et al. Electricity-carbon-reserve peer-to-peer trading model for multiple virtual power plants based on conditional value-at-risk[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18): 147-157(in Chinese).
- [20] 帅轩越, 王秀丽, 吴雄, 等. 计及条件风险价值下基于合作博弈的多微网协同优化调度[J]. 电网技术, 2022, 46(1): 130-137.
SHUAI Xuanyue, WANG Xiuli, WU Xiong, et al. Cooperative optimal scheduling of multi-microgrids based on cooperative game considering conditional value at risk[J]. Power System Technology, 2022, 46(1): 130-137(in Chinese).
- [21] WANG Zhen, BIAN Qiaoyan, XIN Huanhai, et al. A distributionally robust co-ordinated reserve scheduling model considering CVaR-based wind power reserve

- requirements[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 7(2): 625-636.
- [22] DA COSTA L C, THOMÉ F S, GARCIA J D, et al. Reliability-constrained power system expansion planning: a stochastic risk-averse optimization approach [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 97-106.
- [23] 谢石晓, 杨莉, 李丽娜. 基于机会约束规划的混合储能优化配置方法[J]. 电网技术, 2012, 36(5): 79-84. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2012.05.036.
- [24] LI Zhe, WANG Chengfu, LI Bowen, et al. Probability-interval-based optimal planning of integrated energy system with uncertain wind power [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2020, 56(1): 4-13.
- [25] OHLENDORF N, SCHILL W P. Frequency and duration of low-wind-power events in Germany[J]. Environmental Research Letters, 2020, 15(8): 084045.
- [26] ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, YANG Jingwei, et al. Transmission expansion planning test system for AC/DC hybrid grid with high variable renewable energy penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 2597-2608.
- [27] DU Ershun, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. A high-efficiency network-constrained clustered unit commitment model for power system planning studies [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4): 2498-2508.
- [28] ROMERO R, MONTICELLI A, GARCIA A, et al. Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning[J]. IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 2002, 149(1): 27-36.
- [29] 卓振宇, 张宁, 康重庆, 等. 面向双碳目标的电力系统规划方案量化归因分析方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(2): 1-14.
- ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Quantitative attribution analysis method of power system planning scheme for carbon emission peak and carbon neutrality goals[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(2): 1-14(in Chinese).
- [30] ASENSIO M, CONTRERAS J. Stochastic unit commitment in isolated systems with renewable penetration under CVaR assessment[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(3): 1356-1367.
- [31] Rockafellar R T, Uryasev S. Conditional value-at-risk for general loss distributions[J]. Journal of banking & finance, 2002, 26(7): 1443-1471.
- [32] Petrelli M, Fioriti D, Berizzi A, et al. Multi-year planning of a rural microgrid considering storage degradation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 36(2): 1459-1469.
- [33] ZHUO Zhenyu, DU Ershun, ZHANG Ning, et al. Cost increase in the electricity supply to achieve carbon neutrality in China[J]. Nature Communications, 2022, 13(1): 3172.
- [34] GRIGG C, WONG P, ALBRECHT P, et al. The IEEE reliability test system-1996. a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(3): 1010-1020.
- [35] SUBCOMMITTEE P M. IEEE reliability test system [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1979, PAS-98(6): 2047-2054.
- [36] JIANG Haiyang, QI Buyang, DU Ershun, et al. Modeling hydrogen supply chain in renewable electric energy system planning[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(2): 2780-2791.

附录 A

本文在传统优化规划模型基础上构建考虑长周期供需不平衡风险的电力规划模型。具体模型如下:

1) 目标函数。

$$\min C^{\text{Ove}} = C^{\text{Inv}} + (1-w)C^{\text{SB,Ope}} + wC^{\text{LB,Ope}} \quad (\text{A1})$$

$$C^{\text{Inv}} = ((1+\zeta)^p - 1) / \zeta(1+\zeta)^p \cdot (\sum_i c_i^1 U_i^1 + \sum_l c_l^1 U_l^1 + \sum_s c_s^1 U_s^1) \quad (\text{A2})$$

$$C^{\text{SB,Ope}} = \sum_{k,t} \pi_k (\sum_g (c_g^{\text{TG,Ope}} P_{g,k,t}^{\text{TG}} + c_g^{\text{TG,UP}} O_{g,k,t}^{\text{UP}}) + \sum_n c_n^{\text{Cur}} D_{n,k,t}^{\text{Cur}}) \quad (\text{A3})$$

$$C^{\text{LB,Ope}} = \frac{1}{|\mathbb{Y}|} \sum_{g,y,m} c_g^{\text{TG,Ope}} E_{g,y,m}^{\text{TG}} + c^{\text{TG,LIB}} \cdot \text{CVaR}(\Delta_y^{\text{LIB}}, \kappa) \quad (\text{A4})$$

式(A1)最优化系统总成本, 其中考虑最小化年化投资成本 C^{Inv} , 典型日运行成本 $C^{\text{SB,Ope}}$ 以及月电量不平衡运行与风险成本 $C^{\text{LB,Ope}}$, 其中 w 表示长期运行成本占总运行成本的权重因子, 反映了优化问题中考虑月电量不平衡运行成本的比重。式(A2)表示系统的年化投资成本, 其中 $c_i^1 / c_l^1 / c_s^1$ 分别表示发电机组、待建输电线路以及储能系统的单位投资成本, $U_i^1 / U_l^1 / U_s^1$ 表示相应设备的投资容量, ζ 和 p 分别表示投资折现率和投资回收年限。式(A3)表示典型日内运行成本, 包括火电机组的发电与开机成本, 其中 $c_g^{\text{TG,Ope}}$ 和 $c_g^{\text{TG,UP}}$ 分别为火电机组 g 的单位可变运行成本及单位开机成本, c_n^{Cur} 为电网节点 n 的单位切负荷成本, $P_{g,k,t}^{\text{TG}} / O_{g,k,t}^{\text{UP}} / D_{n,k,t}^{\text{Cur}}$ 分别表示第 k 个典型日的第 t 个时段内火电机组单位出力、开机容量以及切负荷电量。式(A4)表示月电量平衡成本 $C^{\text{LB,Ope}}$, 其中包括发电机组年平均发电成本以及月电量不平衡风险成本, $c^{\text{TG,LIB}}$ 表示为平抑月电量不平衡的火电机组额外出力的单位发电成本, 式中 $E_{g,y,m}^{\text{TG}}$ 为火电机组月发电量, $|\mathbb{Y}|$ 为参与分析的场景年个数。

2) 典型日运行模拟约束。

依据运行约束类型, 典型日运行约束可以分为日内运行约束、日间运行约束与规划备用约束 3 部分。

第 1 部分: 典型日内运行模拟约束。

典型日内的约束集如式(A5)—(A10)所示，式中各变量的具体含义与 1.1 节中的变量定义类似，区别在于此处所有变量均为定义在典型场景日内，而非极端场景 LR 内的运行变量，式(A5)—(A10)分别表示节点功率平衡、切负荷上下限、风光弃电量、火电机组组合约束集、电网各节点旋转备用约束以及新能源渗透率约束。其中旋转备用约束集(A9)中， $P_{g,k,t}^{\text{TG},\text{sr}}$ 表示火电机组 g 的旋转备用， ρ_n^{load} 和 ρ_n^{I} 分别表示节点 n 处为应对负荷及新能源(风电、光伏)不确定性的旋转备用率，依据中国电网运行备用要求，本文取定备用率为 5%； χ_g^{r10} 表示火电机组 g 的 10 mins 最大爬坡率，本文中取值为 20%^[33]。

$$\sum_{i \in \Omega_n^{\text{I}}} P_{i,k,t}^{\text{I}} + \left(\sum_{l \in \Omega_n^{\text{L}}} F_{l,k,t}^{\text{L}} - \sum_{l \in \Omega_n^{\text{S}}} F_{l,k,t}^{\text{L}} \right) + \sum_{s \in \Omega_n^{\text{S}}} (P_{s,k,t}^{\text{S},\text{dis}} - P_{s,k,t}^{\text{S},\text{cha}}) = D_{n,k,t} - D_{n,k,t}^{\text{cur}}, \quad \text{I} \in \text{GC}, \text{S} \in \text{SC}, \text{L} \in \text{LC}, \forall n, k, t \quad (\text{A5})$$

$$0 \leq D_{n,k,t}^{\text{cur}} \leq D_{n,k,t} \quad (\text{A6})$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,k,t}^{\text{I}} \leq \text{Cap}_i^{\text{I}} \Theta_{i,k,t}^{\text{I}}, \text{I} \in \{\text{WG}, \text{PV}\}, \forall k, t \\ P_{i,k,t}^{\text{I}} + P_{i,k,t}^{\text{I},\text{cur}} = \text{Cap}_i^{\text{I}} \Theta_{i,k,t}^{\text{I}} \end{cases} \quad (\text{A7})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \lambda_g^{\text{min}} O_{g,k,t} \leq P_{g,k,t}^{\text{TG}} \leq O_{g,k,t} \leq \text{Cap}_g^{\text{TG}} \\ -\chi_g^{\text{rd}} O_{g,k,t} \leq P_{g,k,t}^{\text{TG}} - P_{g,k,t-1}^{\text{TG}} \leq \chi_g^{\text{ru}} O_{g,k,t} \\ O_{g,k,t} = O_{g,k,t-1} + O_{g,k,t}^{\text{UP}} - O_{g,k,t}^{\text{DN}} \\ O_{g,k,t} \geq \sum_{\tau=1}^{T^{\text{on}}} O_{g,k,t-\tau}^{\text{UP}} \\ O_{u,k,t}^{\text{U}} \leq \text{Cap}_g^{\text{TG}} - \sum_{\tau=1}^{T^{\text{off}}} O_{g,k,t-\tau}^{\text{DN}} \\ \forall g, k, t \end{cases} \quad (\text{A8})$$

$$\begin{cases} \sum_{g \in \Omega_n^{\text{I}}} P_{g,k,t}^{\text{TG},\text{sr}} \geq \rho_n^{\text{load}} D_{n,k,t} + \rho_n^{\text{I}} \sum_{i \in \Omega_n^{\text{I}}} P_{i,k,t}^{\text{I}} \\ 0 \leq P_{g,k,t}^{\text{TG},\text{sr}} \leq \min\{O_{g,k,t} - P_{g,k,t}^{\text{TG}}, \chi_g^{\text{r10}} O_{g,k,t}\} \\ \text{I} \in \{\text{WG}, \text{PV}\}, \forall g, k, t \end{cases} \quad (\text{A9})$$

$$\sum_{i,k,t} \pi_k P_{i,k,t}^{\text{I}} \geq \beta \sum_{n,k,t} \pi_k D_{n,k,t}, \quad \text{I} \in \{\text{HY}, \text{WG}, \text{PV}\} \quad (\text{A10})$$

第 2 部分：典型日间运行模拟约束。

如式(A11)所示，典型日间的约束集主要考虑储能运行约束，其中设定短时储能考虑日运行平衡，季节性储能考虑年运行平衡。约束集里分别建模了短期储能日内相邻时段、季节性储能日内/日间相邻时段间存储电量变化过程、储能充放电功率/存储电量上下限约束、短期/季节性储能电量平衡约束。

$$\begin{cases} S_{s,k,t}^{\text{SS}} = S_{s,k,t-1}^{\text{SS}} + \eta_s^{\text{SS},\text{Cha}} P_{s,k,t}^{\text{SS},\text{Cha}} - P_{s,k,t}^{\text{SS},\text{Dis}} / \eta_s^{\text{SS},\text{Dis}} \\ S_{s,d,t}^{\text{LS}} = S_{s,d,t-1}^{\text{LS}} + \eta_s^{\text{LS},\text{Cha}} P_{s,d,t}^{\text{LS},\text{Cha}} - P_{s,d,t}^{\text{LS},\text{Dis}} / \eta_s^{\text{LS},\text{Dis}} \\ S_{s,d,1}^{\text{LS}} = S_{s,d-1,1}^{\text{LS}} + \eta_s^{\text{LS},\text{Cha}} P_{s,k,1}^{\text{LS},\text{Cha}} - P_{s,k,1}^{\text{LS},\text{Dis}} / \eta_s^{\text{LS},\text{Dis}} \\ 0 \leq P_{s,k,t}^{\text{S},\text{Cha}}, P_{s,k,t}^{\text{S},\text{Dis}} \leq U_s^{\text{S}} \\ 0 \leq S_{s,k,t}^{\text{SS}}, S_{s,d,t}^{\text{LS}} \leq T_s^{\text{S}} U_s^{\text{S}} \\ S_{s,k,t=1}^{\text{SS}} = S_{s,k,t=T}^{\text{SS}} \\ S_{s,1,1}^{\text{LS}} = S_{s,|\mathbb{D}|,1}^{\text{LS}} \end{cases} \quad (\text{A11})$$

第 3 部分：规划电源备用约束。

$$r_i^{\text{cap}} \sum_{n \in \Omega_n} U_i^{\text{I}} \geq (1 + r_n^{\text{r}}) (\max_{k,t} D_{n,k,t}), \quad \text{I} \in \text{GC}, \forall n \quad (\text{A12})$$

式(A12)为规划电源备用约束，其中 r_n^{r} 为节点区域 n 的需求备用率，一般取值在 13~15%之间； r_i^{cap} 为机组 i 的可信容量率，通常新能源受出力间歇性的影响，其可信容量一般远低于常规机组。



姜海洋

在线出版日期：2024-01-10。

收稿日期：2023-03-16。

作者简介：

姜海洋(1996)，男，博士，主要研究方向为季节性储能、P2X、电力系统规划，jiang_hy@mail.tsinghua.edu.cn；

*通信作者：杜尔顺(1992)，男，博士，副研究员，主要研究方向为低碳电力技术、电力系统规划与运行等，duershun@tsinghua.edu.cn；

马佳豪(2001)，男，博士研究生，主要从事长期储能规划与运行、多能源系统等方面研究工作，jhma@connect.hku.hk；

肖晋宇(1977)，男，博士，教授级高级工程师，主要研究方向为电力系统分析、规划和运行控制，电力新技术，jinyu-xiao@geidco.org；

侯金鸣(1981)，男，硕士，高级工程师，主要研究方向为电网调度运行、电网规划及储能技术，jinming-hou@geidco.org；

张宁(1985)，男，博士，长聘副教授，主要从事低碳电力技术、电力系统规划与运行、多能源系统等方面研究工作，ningzhang@tsinghua.edu.cn。

(编辑 乔宝榆，李新洁)

Power System Optimal Planning Method Considering Long-term Imbalance Risk

JIANG Haiyang¹, DU Ershun^{2*}, MA Jiahao¹, XIAO Jinyu³, HOU Jinming³, ZHANG Ning¹

(1. State Key Laboratory of Control and Simulation of Power System and Generation Equipments (Tsinghua University);

2. Laboratory of Low Carbon Energy (Tsinghua University);

3. Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization)

KEY WORDS: high renewable penetration; power system planning; extreme weather; long-term imbalance risk; power and electricity balance; seasonal storage

The increasing renewable penetration in the power system results in the long-term imbalance of the power system. This paper divides the long-term imbalance risk of the power system into two parts: the continuous low-renewable-output event and the long-term monthly energy supply imbalance risk. First, this paper selects the continuous low-renewable-output scenario and proposes a monthly imbalance risk assessment model based on the Conditional Value at Risk (CVaR) theory. On this basis, a power system planning method considering long-term imbalance risk is proposed. Through the optimal allocation of flexible resources such as seasonal energy storage, the long-term adequacy of the power system could be effectively improved. The contributions are three-fold: 1) Proposing a long-term imbalance risk evaluation method towards the continuous-low-renewable-output event; 2) Assessing the monthly imbalance risk considering the seasonal variation of renewable generation; 3) Formulating an optimal planning model considering long-term imbalance risk, which realizes the optimal configuration of multiple, multi-scale flexible

resources to mitigate seasonal imbalance risk.

Fig. 1 shows the power system planning model considering long-term imbalance risk. Traditional planning model only describes the power system operation within typical days, while the objective function only considers annualized investment cost and operating cost within typical day. On this basis, the proposed method in this paper considers the monthly imbalance risk including the continuous-low-renewable-output event and seasonal imbalance risk constraints.

To prove the effectiveness of our proposed method, we have performed five case studies on a modified IEEE RTS-79 system for comparison, as shown in Table 1. Case I is the classic planning method only considering the operation simulation within typical days; Case II is performed based on Case I, including operation constraints within the continuous-low-renewable-output event. Calculation III considers the monthly imbalance risk based on Case I. Case IV combines Case II and Case III to consider both effects. Case V considers seasonal storage based on Case IV to cope with the long-term imbalance risk.

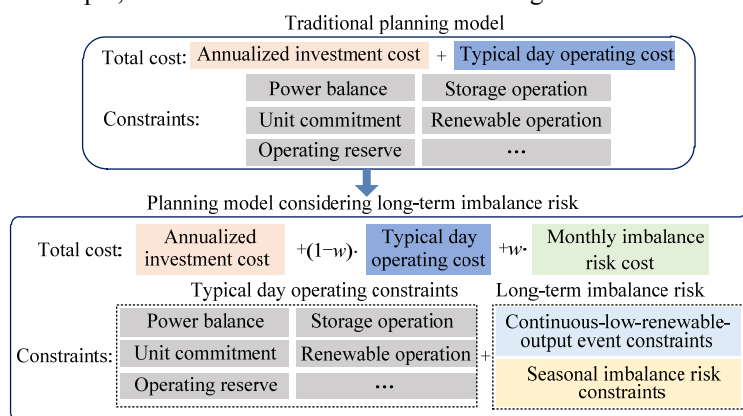


Fig. 1 Power system planning model considering long-term imbalance risk

Table 1 Case study settings

Case	I	II	III	IV	V
Typical day	√	√	√	√	√
Continuous-low-renewable-output event	○	√	○	√	√
Monthly electricity imbalance risk	○	○	√	√	√
Seasonal storage	○	○	○	○	√

Based on comparisons of five case studies, the

effectiveness of the proposed planning method is proven. By optimizing the configuration of flexible resources, the proportion of EENS in the total annual load could be reduced from 0.503 5‰ to 0.096 1‰ at a 95% confidence level by introducing seasonal energy storage, proving the benefit of seasonal storage.