

极端静稳天气事件下电力系统风险评估与管控

姜海洋¹, 蒋明华², 丁坤², 杜尔顺³, 兰焮尧¹, 方宇晨¹, 张宁¹, 康重庆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 100084;

2. 国网甘肃省电力公司经济技术研究院, 甘肃省兰州市 730030;

3. 清华大学低碳能源实验室, 北京市 100084)

摘要: 新能源电量高占比下, 极端气象事件给电力生产带来了极大的风险与挑战。在这些极端气象事件中, 极端静稳天气作为一种特殊大气特征, 容易导致连续多日新能源持续低出力的极端场景, 严重影响新型电力系统长周期供需平衡。针对极端静稳天气造成的电力长周期供需不平衡风险, 从优化规划的角度提出风险量化评估与管控方法。首先, 定义面向电力安全保供的极端静稳天气, 辨识和选取极端场景。然后, 基于提取得到的场景进行电力生产模拟, 构建电力长周期供需不平衡评价指标体系。在此基础上, 提出基于机会约束的极端静稳天气下长周期供需不平衡风险评估模型。最后, 将上述模型嵌入传统电力规划模型, 实现面向长周期供需不平衡风险管控的长周期灵活性资源优化配置, 并基于 IEEE RTS-79 算例分析论证了所提方法的有效性, 并探究了长时储能能在管控极端静稳天气下长周期供需不平衡风险方面的作用。

关键词: 新型电力系统; 静稳天气; 供需平衡; 风险评估; 风险管控; 长时储能

0 引言

构建新能源高占比的新型电力系统是应对全球气候变暖危机^[1]、实现中国“碳达峰·碳中和”目标的重要抓手^[2]。新能源出力与气象紧密相关, 气象-电力的深度融合已经成为未来能源电力发展的重要特征, 极端气象事件给新型电力系统的安全保供带来了重大挑战^[3-4]。构建新型电力系统有必要更加重视气候变化新常态、极端气象事件新风险^[5]。

在诸多影响电力安全保供的极端气象事件中, 极端静稳天气是一类较为特殊的气象事件, 其通常指近地面风速小、大气稳定的一种底层大气特征。相较于其他典型极端气象事件, 例如, 台风、冰灾等^[6-8], 静稳天气并不直接造成电力系统设备的损坏, 其对于电力负荷需求的影响也较为有限, 主要给电源侧新能源的持续稳定出力带来挑战, 进而直接影响系统的供需平衡。2020年, 中国西北风电出力低于10%装机容量的最长持续时间近5d; 中国华东光伏出力低于20%装机容量的最长持续时间为8d^[9-10]。随着新能源占比逐步攀升, 供需双侧均呈现出更加复杂的不确定性^[11], 仅满足日内平衡的调

节能力已不足以支撑长周期的灵活调节需求。上述静稳天气造成的连续多日风光持续低出力将给新型电力系统的长周期供需平衡带来极大挑战。

当前国内外针对静稳天气下新能源出力特性分析开展了相关研究^[12-13], 主要分为数据驱动和模型驱动两类方法。数据驱动方法主要关注如何基于大量历史观测气象数据描述静稳天气下的风光出力特性, 以研判其对电力供需平衡的影响。文献[14]基于美国大陆的历史风光观测数据, 提出了静稳天气导致的连续多日微风寡照事件的发生判据。模型驱动方法通过构建气象模型模拟静稳天气的发生过程, 并对其机理进行量化分析。文献[15-16]使用天气研究与预报(weather research and forecasting, WRF)模型对静稳天气进行中尺度模拟。文献[17]提出了一种两步式无监督的深度学习方法, 辨识并建模静稳天气, 分析了丹麦、瑞典和英国的静稳天气事件分布特征。文献[18]基于全球耦合模式比较计划第5阶段(coupled model intercomparison project phase 5, CMIP5)的模拟结果和观测数据, 分析不同气候模式下中国静稳天气的分布规律, 评估CMIP5对于中国静稳天气的模拟能力。

在电力系统风险分析方面, 很多文献将风险建模作为机会约束嵌入优化模型中, 通过控制风险发生概率实现对风险的合理防控^[19-20]。风险来源可以大致分为环境不确定性^[21-23]和价格不确定

收稿日期: 2024-05-13; 修回日期: 2024-07-07。

上网日期: 2024-11-19。

国家电网公司科技项目(SGGSJY00XXJS2310071)。

性^[24-26]。在环境不确定性方面,当前研究针对风光出力以及负荷需求等与环境强相关的因素进行风险量化。文献[27]考虑风电出力的不确定性,利用条件风险价值(conditional value-at-risk, CVaR)方法分析在电力系统调度环节备用约束的越限风险;在电力系统优化规划研究方面,也有研究将CVaR方法构建得到的风险约束嵌入规划模型,通过优化求解得到计及风险的规划方案;文献[28]针对负荷不确定性,将风险价值(value-at-risk, 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,分别评估系统运行经济性和电力供应充裕性。在价格不确定性方面,文献[29]针对电动汽车充电价格的不确定性,通过机会约束构建混合整数规划约束,以缓解电动汽车充电造成的配电网阻塞,同时将电动汽车充电不能满足驾驶需求的失败概率保持在预定置信度以下;文献[30]通过机会约束量化价格不确定性,构成运行约束嵌入电化学储能的最优化经济调度与定价问题,将所得的机会约束问题重新表述为可求解的混合整数二阶锥规划。

此外,很多文献针对供需不平衡风险评估指标体系展开研究。文献[31]基于期望缺供电量(expected energy not supplied, EENS)以及平均切负荷概率(loss of load probability, LOLP)等典型的电力系统可靠性评估指标,提出协同考虑综合能源系统运行灵活性与可靠性的评价指标;文献[32]基于EENS一般化解析表达,分析火电机组多重故障下系统应对不确定因素的响应过程;文献[33]基于多状态马尔可夫链,构建设备可靠性参数计算模型,实现系统整体的检修策略优化。此外,其他研究还针对电力系统中不同不确定性来源构建了供需不平衡指标体系^[34-35]。

综上,当前气象学对于静稳天气的讨论主要从环境污染、雾霾防控的角度出发,并未明确将其归类为气象灾害,较少关注其对于电力生产的影响。从电力研究角度,当前研究大多面向台风^[36]、山火^[37]、冰灾^[38]等极端气象灾害场景,聚焦极端气象灾害对电力设备造成破坏、需求侧负荷改变等引起的电力恢复以及保供问题^[39],较少分析静稳天气这类特殊天气事件带来的电力长周期供需不平衡风险,缺乏面向静稳天气的长周期供需不平衡风险量化评估方法,也少有从电力规划角度通过长周期灵活性资源优化配置以合理管控静稳天气下的长周期供需不平衡风险。研究的主要难点与挑战在于:1)静稳天气下电力长周期供需不平衡风险难评估;2)如何协同

考虑不同灵活性资源,实现长时储能的优化配置以管控风险。

针对上述难点,本文提出了面向极端静稳天气的长周期供需不平衡风险管控方法,主要创新点包括:

1)定义面向电力系统供需平衡的极端静稳天气下风光持续低出力场景,构建电力长周期供需不平衡风险评估指标体系;

2)提出基于机会约束的静稳天气下长周期供需不平衡风险量化管控方法;

3)构建考虑长周期供需不平衡风险的优化规划模型,实现长时储能资源的优化配置,有效提升电力系统长周期供需平衡能力。

1 极端静稳天气下电力系统风险评估

1.1 极端静稳天气对电力生产的影响

极端静稳天气下,稳定的大气环流下低风速导致风电持续低出力,相对稳定的大气层结构状态也容易导致污染物积累引发雾霾,产生连续多日微风寡照的持续低出力场景。图1对比了传统的极端气象灾害和静稳天气对电力生产造成的影响。

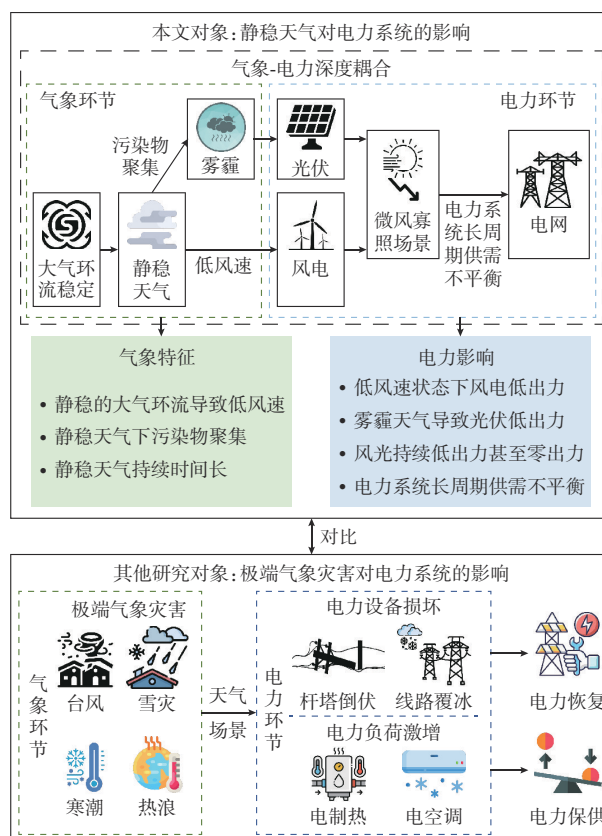


图1 极端静稳天气及极端气象灾害对电力系统影响的对比

Fig. 1 Comparison of effects of extreme steady weather and extreme meteorological disaster on power system

如图1所示,极端静稳天气对于电力长周期供需平衡的影响可以概括为以下几个特点:

1)小概率、大风险:对于电力系统而言,静稳天气下的连续多日微风寡照场景一定程度上也是风光新能源波动性、间歇性的表现形式。但相比短时间尺度的新能源波动性与随机性,极端静稳天气事件造成的连续多日风光低出力具备小概率、大风险的特点。

2)供给侧高度敏感:相较于寒潮、高温等气象灾害事件对供需两侧的强影响,静稳天气事件直接影响风电、光伏等新能源出力,但对于大多数电力用户用电行为的影响并不明显。

3)几乎无设备破坏性:区别于台风、雪灾等极端气象灾害直接对电力设备造成损害(例如,铁塔倒塌、线路覆冰等),进而造成停电事故,静稳天气下大气状态一般较为稳定、空气对流小,只会影响系统中风光等新能源出力,通常并不直接对系统元件造成明显损毁破坏。

4)长周期性:尽管不会造成设备损坏,但静稳天气通常会导致风光出力长时间无法与系统电力负荷相匹配,持续时间约为数十小时,甚至长达数天,严重影响电力的安全充裕供应。从电力长周期供需平衡的角度,一般通过低出力持续时长以及低出力率两个指标量化静稳天气对于电力供需平衡的影响程度。

5)季节差异性:气温和大气环流条件展现出明显的季节差异性,这使得静稳天气的发生具有明显的季节分布特性。以中国为例,全国范围内静稳天气较常发生在秋季和冬初时段,而夏季的静稳天气出现频率较低。

6)区域分布性:静稳天气的分布也与地理气候紧密相关,山脉、平原、盆地、河流等不同地形条件造成不同区域的大气流动能力差异极大,发生静稳天气的可能性也并不相同,不同季节下静稳天气的区域分布特征十分明显。

1.2 极端静稳天气下风光持续低出力场景定义

极端静稳天气下新能源持续低出力是导致新型电力系统供需不平衡风险的主要原因。图2展示了极端静稳天气场景和一般出力场景的新能源出力区别。极端静稳天气下风光持续低出力场景判据如式(1)所示。

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

式中: ρ_d^{ave} 为新能源第 d 日的日平均出力; ρ^{max} 为新能源最高出力水平; α 为新能源日平均出力占最高出

力水平的比例; d_1 、 d_2 分别为极端静稳天气场景的起始日和终止日; δ 为极端静稳天气场景的持续日长判断阈值。

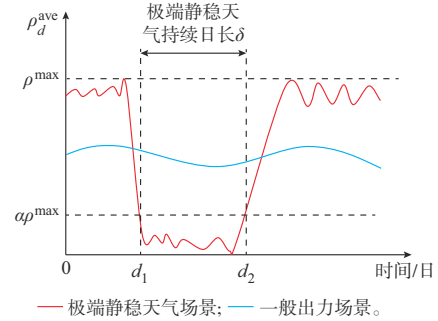


图2 极端静稳天气下新能源出力
Fig.2 Renewable output under extreme steady weather

本文定义当新能源日平均出力低于最高出力水平 α ($0\% \leq \alpha < 100\%$)时,即进入低出力时段。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。本文研究中初步以新能源日平均容量因子低于20%、持续时间超过2d(即48h)作为发生极端静稳天气事件的辨识条件。

1.3 考虑极端静稳天气的电力供需不平衡评估框架

图3展示了本文构建的考虑极端静稳天气的电力供需不平衡评估框架。传统的电力供需平衡仅校验在冬大冬小、夏大夏小等典型日内的电力供需平衡情况,并不考虑极端静稳天气下风光持续低出力极端场景。而本文基于连续多年的历史新能源发电数据,在传统基于典型日的电力供需平衡基础上,通过辨识和提取极端静稳天气场景,构建考虑极端静稳天气的电力供需不平衡评估框架。

1.4 静稳天气下电力长周期供需平衡模型

式(2)一式(9)构建了极端静稳天气下逐时刻的系统长周期供需平衡模型。其中,式(3)计算了各网节点的注入功率;式(4)为对应的节点功率平衡约束;式(5)计算了全网潮流分布;式(6)为传统发电机组的出力上、下限约束;式(7)为极端静稳天气下的新能源出力上、下限约束;式(8)为电力网络潮流上、下限约束;式(9)为切负荷的功率上限约束。

$$p_{\varepsilon, t}^{\text{rd}} = [p_{\varepsilon, t}^{\text{rd, coal}}, p_{\varepsilon, t}^{\text{rd, res}}]^T \quad (2)$$

$$p_{\varepsilon, t}^{\text{rd, in}} = |p_{\varepsilon, t}^{\text{rd}}| - (d_{\varepsilon, t}^{\text{rd}} - d_{\varepsilon, t}^{\text{rd, cur}}) \quad (3)$$

$$\mathbf{1}^T p_{\varepsilon, t}^{\text{rd}} = 0 \quad (4)$$

$$f_{\varepsilon, t}^{\text{rd}} = \omega p_{\varepsilon, t}^{\text{rd, in}} \quad (5)$$

$$0 \leq p_{\varepsilon, t}^{\text{rd, coal}} \leq u^{\text{coal}} \quad (6)$$

$$0 \leq p_{\varepsilon, t}^{\text{rd, res}} \leq u^{\text{res}} \pi_{\varepsilon, t}^{\text{rd}} \quad (7)$$

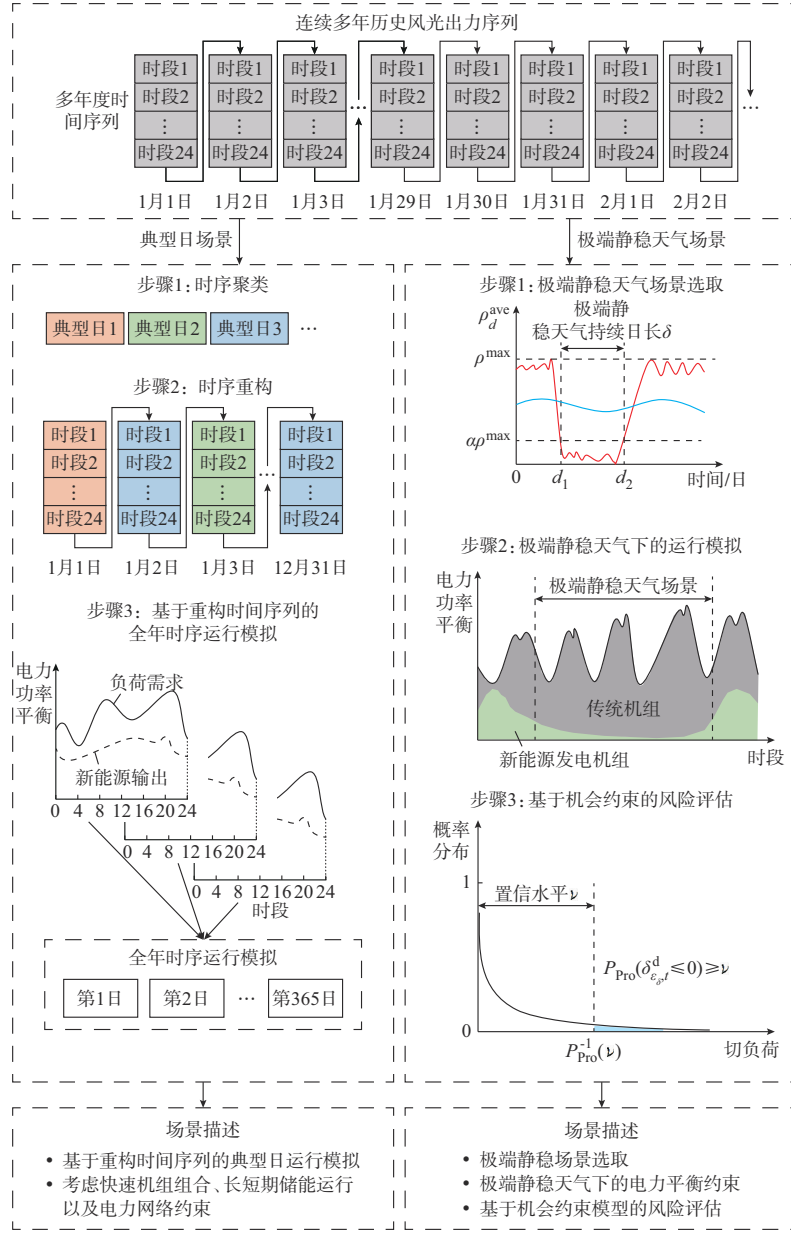


图3 考虑极端静稳天气的电力供需不平衡评估框架

Fig. 3 Assessment framework of power supply-demand imbalance under extreme steady weather

$$\underline{f} \leq f_{\varepsilon_s, t}^{\text{rd}} \leq \bar{f} \quad (8)$$

$$0 \leq d_{\varepsilon_s, t}^{\text{rd, cur}} \leq d_{\varepsilon_s, t}^{\text{rd}} \quad (9)$$

式中:上标 rd 表示极端静稳天气下的新能源低出力场景; $p_{\varepsilon_s, t}^{\text{rd}}$ 为发电机组在第 ε_s 个场景下第 t 时段的出力功率向量; $p_{\varepsilon_s, t}^{\text{rd, coal}}$ 和 $p_{\varepsilon_s, t}^{\text{rd, res}}$ 分别为火电机组和新能源发电机组在第 ε_s 个场景下第 t 时段的出力功率; u^{coal} 为传统火电机组装机容量; u^{res} 为新能源机组装机容量; $p_{\varepsilon_s, t}^{\text{rd, in}}$ 为全网各节点在第 ε_s 个场景下第 t 时段的注入功率; $d_{\varepsilon_s, t}^{\text{rd}}$ 和 $d_{\varepsilon_s, t}^{\text{rd, cur}}$ 分别为第 ε_s 个场景下第 t 时段的负荷需求电量和切负荷电量; ϖ 为系统的发电机输出功率转移分布因子 (generation shifted distribution

factor, GSDF); $f_{\varepsilon_s, t}^{\text{rd}}$ 为第 ε_s 个场景下第 t 时段的网络潮流; $\pi_{\varepsilon_s, t}^{\text{rd}}$ 为第 ε_s 个场景下第 t 时段的的新能源出力波动; \bar{f} 、 \underline{f} 分别为电力网络的潮流上、下限。

1.5 长周期供需不平衡风险指标体系

极端静稳天气容易造成电力系统的长周期供需不平衡, 新能源高占比的新型电力系统尤其需要关注长周期供需不平衡事件发生的持续时间、强度等诸多因素。因此, 如图4所示, 本文针对系统中第 ε_s 个极端静稳天气场景 (其中, $\delta = d_2 - d_1$ 为极端静稳天气场景的持续时长, 选取的是所有持续时间为 δ 的极端静稳天气场景中的第 ε_s 个场景), 构建了量

化评估长周期供需不平衡风险的指标体系,具体描述如下。

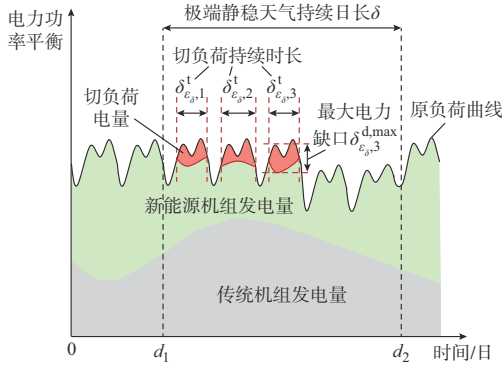


图4 极端静稳天气下的长周期供需不平衡指标体系
Fig. 4 Index system of long-term supply-demand imbalance under extreme steady weather

1) 最大电力缺额

最大电力缺额 $\delta_{\epsilon_s}^{d,max}$ 描述了第 ϵ_s 个极端静稳天气场景发生期电力系统出现的负荷功率缺额的最大值,从瞬时角度反映了系统发生缺电事件的严重程度,其计算公式如式(10)和式(11)所示。其中,式(10)加总了系统中所有节点的瞬时功率缺额;式(11)选取了场景内功率缺额的最大值 $\delta_{\epsilon_s}^{d,max}$ 作为评估指标。

$$\delta_{\epsilon_s, t}^d = \sum_{n \in N_{node}} d_{\epsilon_s, t}^{rd, cur} \quad (10)$$

$$\delta_{\epsilon_s}^{d,max} = \max_t \delta_{\epsilon_s, t}^d \quad \epsilon_s \in [d_1, d_2] \quad (11)$$

式中:上标 d 表示该变量为电气变量,指代电量缺额; $\delta_{\epsilon_s, t}^d$ 为第 ϵ_s 个场景下的全系统瞬时功率缺额; n 为系统中的电网节点; N_{node} 为电网节点的集合。

2) 最长连续缺电时间

通过单次缺电事件的最长持续时间 $\delta_{\epsilon_s}^{t,max}$ (其中,上标 t 表示该变量为时间变量),从时间角度反映系统发生缺电事件的严重程度。式(12)计算了极端静稳天气期间电力系统发生单次缺电事件的最长持续时间。

$$\delta_{\epsilon_s}^{t,max} = \max_i \delta_{\epsilon_s, i}^t \quad (12)$$

式中: $\delta_{\epsilon_s, i}^t$ 为系统发生第 i 次缺电事件的持续时间;下标 i 表示极端静稳天气第 ϵ_s 个场景内缺电事件发生的次数,第 i 次和第 $i+1$ 次缺电事件之间并不连续,否则,视作同一缺电事件,持续时间累加。

值得注意的是,式(12)中第 i 次缺电事件发生的时间范围为 $[d_1, d_2]$ 。

3) 累计切负荷电量

累计切负荷电量 $\delta_{\epsilon_s}^{d,sum}$ 反映了极端静稳天气下

系统产生的总切负荷电量,直观反映了极端静稳天气事件对电力系统造成的总电量损失,可以借此衡量系统的经济损失。

$$\delta_{\epsilon_s}^{d,sum} = \sum_{t \in T} \delta_{\epsilon_s, t}^d \quad (13)$$

式中: T 为时段集合。

4) 累计持续时长

累计持续时长 $\delta_{\epsilon_s}^{t,sum}$ 反映了静稳天气区间 $[d_1, d_2]$ 内所有切负荷事件的累计时长,是对缺电事件从时序角度出发的“积分”描述。

$$\delta_{\epsilon_s}^{t,sum} = \sum_{i \in I} \delta_{\epsilon_s, i}^t \quad (14)$$

式中: I 为事件集合。

通过构建上述长周期供需不平衡风险评估指标体系,实现了对极端静稳天气下电力系统风险的量化评估。作为对比,传统评估电力系统供需不平衡程度的指标体系一方面主要关注系统发生缺电事件的整体统计结果,例如, EENS 和 LOLP, 难以考虑缺电事件发生的时序特征;另一方面,这些传统评估指标无法针对特定年份、特定季节下发生的缺电事件进行精准刻画,较难考虑到极端静稳天气这类小概率、高影响的重大天气过程,当前尚缺乏量化评估系统发生长周期供需不平衡事件严重程度的体系方法。本文所构建的指标体系主要面向电力系统的长周期供需不平衡问题,量化评估由于极端天气造成的长周期供需不平衡风险,关注极端静稳天气下缺电事件发生的时序性、季节性,从电力、电量以及时间等多个角度建立长周期供需不平衡事件的评价标准。

2 极端静稳天气下电力系统风险管控方法

2.1 基于机会约束的风险管控方法

极端静稳天气具备强不确定性,其分布体现出明显的厚尾特征,传统基于典型场景的分析方法已无法准确刻画静稳天气的不确定特性,进而无法实现对风险的合理管控。因此,本文从风险的角度建模并分析极端静稳天气的不确定性,提出了基于机会约束的电力系统风险管控方法。式(15)构建了考虑长周期供需不平衡风险的机会约束模型。通过蒙特卡洛采样,基于抽样平均近似(sample average approximation, SAA)方法对式(15)构建的机会约束进行线性化近似,以嵌入优化模型进行求解^[40],具体线性化方法详见附录 A。风电的出力特性时间序列如附录 B 所示。如式(15)所示,通过调整置信水平 ν ,实现对风险的灵活管控。

$$P_{\text{Pro}}(\delta_{\epsilon_s, t}^d \leq 0) \geq \nu \quad (15)$$

式中: $P_{\text{Pro}}(\delta_{\varepsilon,t}^d \leq 0)$ 为极端静稳天气下全系统瞬时功率缺额 $\delta_{\varepsilon,t}^d$ 的概率分布函数。

2.2 基于长时储能的电力长周期供需不平衡风险平抑

以储氢等为代表的长周期、大能量容量的长时储能技术,可以参与电力系统的长周期电量调节过程,进一步提升系统在极端静稳天气下的能量平衡能力。本文在基于机会约束的风险管控方法的基础上,进一步引入长时储能以平抑电力长周期供需不平衡风险。本文构建的长时储能模型如式(16)一式(19)所示。其中,式(16)建模了储能在相邻时段的充放电动态过程;式(17)设置了长时储能的充放电功率上、下限;式(18)为长时储能存储能量的上下限约束;式(19)为长时储能的年平衡约束。

$$\delta^e = \eta^{\text{cha}} p^{\text{cha}} - \frac{p^{\text{dis}}}{\eta^{\text{dis}}} \quad (16)$$

$$\begin{cases} 0 \leq p^{\text{cha}} \\ p^{\text{dis}} \leq u^p \end{cases} \quad (17)$$

$$0 \leq e \leq u^e \quad (18)$$

$$e_1 = e_{8760} \quad (19)$$

式中: p^{cha} 、 p^{dis} 分别为长时储能的充、放电功率; η^{cha} 、 η^{dis} 分别为储能的充、放电效率; e 为长时储能的存储能量; δ^e 为长时储能储量在相邻时段的变化量; u^p 为长时储能的功率容量; u^e 为长时储能的能量容量; e_1 和 e_{8760} 分别为长时储能在全年起始和终止时段的储量。

基于上述风险管控方法,将式(2)一式(19)作为约束嵌入传统的优化规划模型(模型构建过程详见附录C式(C1)一式(C12)),进一步验证了本文所提方法的有效性。最终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直接求解,如Gurobi。

3 算例分析

本文采用修正IEEE RTS-79系统,从优化规划角度开展极端静稳天气下电力长周期供需不平衡风险评估与管控研究。表1展示了本文设置的4组对比算例。表中: \checkmark 表示优化问题考虑该因素; \times 表示不考虑该因素。算例I采用经典规划方法,仅考虑典型日内的运行模拟;算例II在算例I基础上,考虑了长时储能参与系统运行约束;算例III在算例I的基础上,考虑基于机会约束的极端天气下长周期供需不平衡风险;算例IV在算例III的基础上,考虑长时储能参与管控系统的长周期供需不平衡风险。

表1 算例设置
Table 1 Case setting

算例	基于典型日的传统规划	考虑长时储能	考虑极端静稳天气
I	\checkmark	\times	\times
II	\checkmark	\checkmark	\times
III	\checkmark	\times	\checkmark
IV	\checkmark	\checkmark	\checkmark

3.1 极端静稳天气事件分析

图5为修正IEEE RTS-79系统及气象分区。首先,本文基于图5及系统中各风电机组所在地理位置,选取某区域长达40年的历史观测气象数据,依据极端静稳天气发生的地理位点进行空间聚合,得到4个典型气象区域。附录B表B1统计了各区域静稳天气事件频次;附录B图B1展示了各区域内极端静稳天气事件的季节分布。区域I、II、III、IV发生极端静稳天气最多的月份分别为8、7、10、7月。

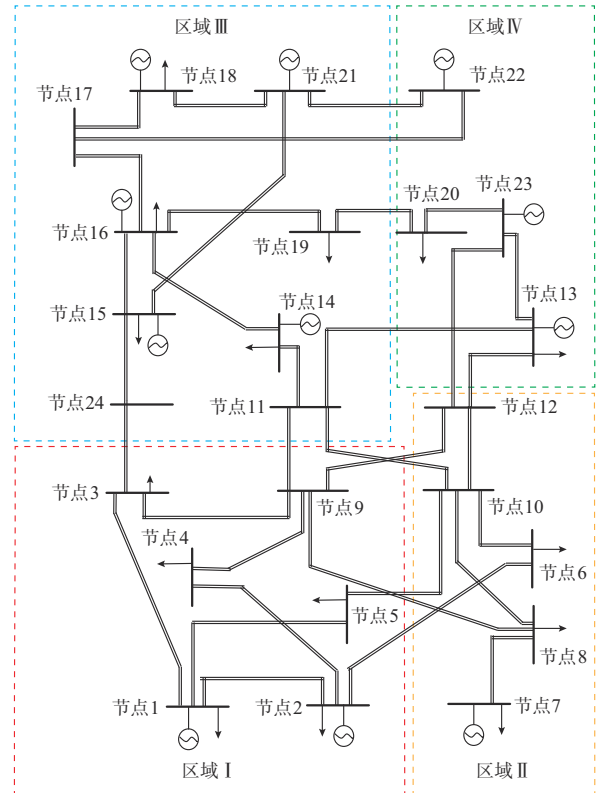


图5 修正 IEEE RTS-79 系统及其气象分区
Fig. 5 Modified IEEE RTS-79 system and its meteorological division

3.2 优化结果

图6对比了不同算例下的规划方案结果,包括多种类型发电机组、电化学储能、长时储氢等设备。火电机组、长时储氢与输电线路协同为系统提供极端静稳天气下的长周期灵活性。度电成本为根据附

录C式(C1)计算得到的年化成本(年化总投资成本与年运行成本之和)除以全系统年总用电量。

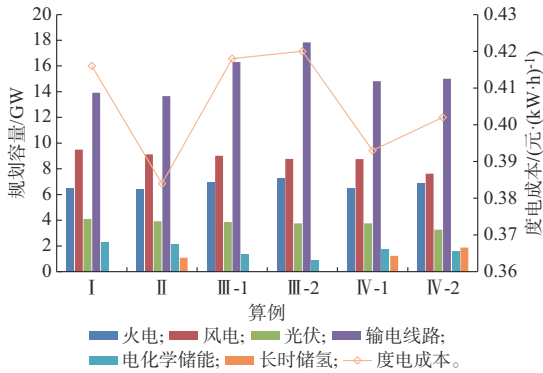


图6 不同算例下的规划方案结果对比
Fig. 6 Comparison of results of planning scheme in various cases

如图6所示,为了进一步提升系统应对极端静稳天气下长周期供需不平衡风险的能力,本文在算例IV中引入长时储氢,并构建基于机会约束的风险模型,以合理管控在极端静稳天气下的电力供需不平衡风险。通过引入长时储氢,火电装机和输电容量相较于算例III均有所下降,全系统度电成本相

较于算例I(0.416元/(kW·h))分别下降至0.393元/(kW·h)($\nu=95\%$)和0.402元/(kW·h)($\nu=99\%$)。算例II由于并未考虑极端静稳天气,在该规划方案下度电成本最低,仅为0.384元/(kW·h)。

表2为基于辨识提取得到的极端静稳天气下的新能源持续低出力场景,通过式(2)一式(9)进行运行模拟,对比分析了不同规划方案下的长周期供需不平衡风险指标,选取了持续时长 $\delta=9$ d的极端静稳天气下的风险指标进行展示,并通过计算每年总负荷的EENS作为衡量不同规划方案下系统可靠性的量化指标。

由表2可知,算例I计算得到规划方案的各项风险指标均高于其他规划方案,且对应的可靠性指标达到0.6913%。作为对比,算例IV通过引入长时储能和极端静稳天气下的风险量化管控方法,对应的切负荷场景数分别下降至24次($\nu=95\%$)和12次($\nu=99\%$),对应的累计切负荷电量由算例I中的12823 MW·h降低至4404 MW·h($\nu=95\%$)和1203 MW·h($\nu=99\%$),所对应的可靠性指标也达到各规划方案的最低值。

表2 不同算例下长周期供需不平衡风险指标对比分析
Table 2 Comparison analysis of risk indices of long-term supply and supply-demand demand imbalance in various cases

算例	切负荷场景数/次	最长连续缺电时间/h	累计切负荷电量/(MW·h)	累计持续时长/h	EENS/%
I(典型日)	63	17	12823	9361	0.6913
II(长时储能)	35	13	8895	8311	0.4518
III-1(极端静稳天气), $\nu=95\%$	45	15	4404	1203	0.5123
III-2(极端静稳天气), $\nu=99\%$	31	11	67	49	0.3826
IV-1(长时储能+极端静稳天气), $\nu=95\%$	24	7	44	41	0.2212
IV-2(长时储能+极端静稳天气), $\nu=99\%$	12	2	21	9	0.1356

综合上述对比分析,算例IV通过在规划模型中综合考虑长时储能及极端静稳天气,使得可靠性指标EENS占年总负荷电量比例仅为0.1356%($\nu=99\%$),在各规划方案中最低,且对应的度电成本相较于算例I下降了0.014元/(kW·h)。一方面,各方案通过引入长时储能增加系统应对极端天气的灵活调节手段,在提升系统应对风险能力的同时降低了经济成本;另一方面,考虑极端静稳天气下的风险约束则对系统配置方案提出了更高的要求,需要配置更多长周期灵活调节资源,这在增加系统风险管控能力的同时也一定程度提升了系统的经济成本。本文面向极端静稳天气下的长周期供需不平衡风险,所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,长时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7以算例III和算例IV为例,展示了极端静稳天气场景内的小时级电力平衡,选取持续时长为9d的极端静稳天气场景,对比了引入长时储氢前后系统长周期供需平衡状态的变化。图7(a)展示了算例III引入长时储氢前系统的供需不平衡情况,可以看出,在低风速场景下,系统的切负荷主要发生在中午和晚上两个负荷高峰,而电池储能能在日内起到了一定的灵活调节作用。在图7(b)中,随着系统引入长时储氢,负荷尖峰时段的切负荷情况得到了很好的缓解,通过长时储氢放电有效提升了系统在极端静稳天气场景下的长周期供需灵活性。

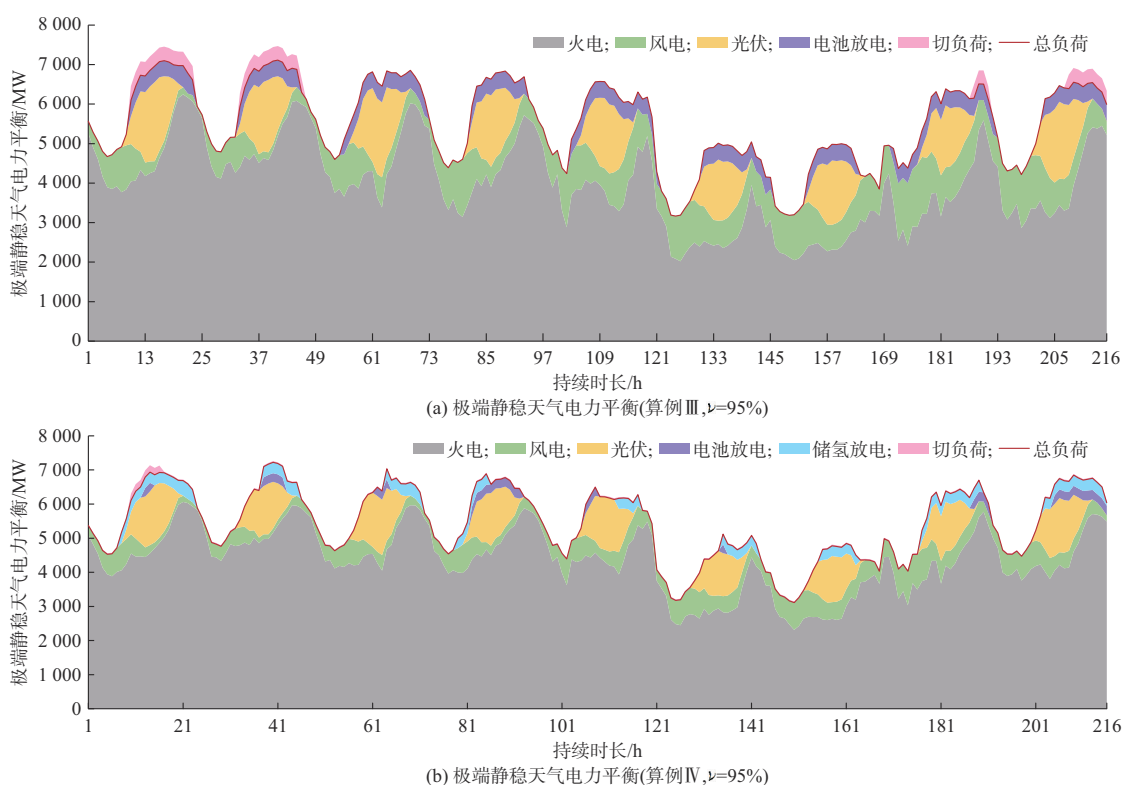


图7 极端静稳天气下的电力供需平衡

Fig. 7 Power supply-demand balance under extreme steady weather

图8基于本文提出了极端静稳天气下长周期供需不平衡指标体系,针对算例Ⅲ和算例Ⅳ分析引入储氢前后系统的长周期供需不平衡情况。图中:每个圆圈表征所识别提取出来的极端静稳天气运行场

景;圆圈里的数字表示该极端静稳天气场景的持续日长;圆圈大小表示对应场景内的最大负荷缺口;圆圈颜色的深浅表示每个极端静稳天气事件下系统最长缺电时长。

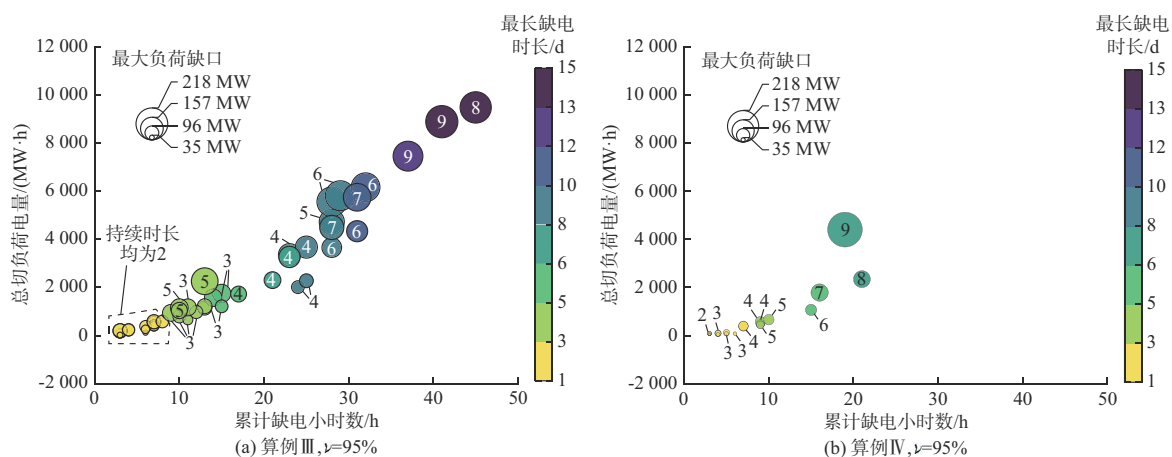


图8 长周期供需不平衡指标对比

Fig. 8 Comparison of indices of long-term supply-demand imbalance

由图8(a)可知,系统中出现的最大负荷缺口为218 MW,出现在持续时长为9 d的极端静稳天气场景内,对应的累计切负荷电量为8 895 MW·h;在最长的累计缺电小时数方面,全系统中最长的累计缺电小时数达到了45 h,发生在持续时长为8 d的极端

静稳天气场景内。从图8(b)中可以看出,通过在系统中引入长时储氢,系统发生长周期供需不平衡的极端静稳天气场景大幅减少,最大负荷缺口达到203 MW,发生在持续时长为9 d的极端静稳天气场景内,对应的场景内总切负荷电量达到

4 404 MW·h, 累计缺电小时数达到 21 h, 对应的最长切负荷时间为 7 h。

4 结语

新能源高占比下, 新型电力系统面临极端静稳天气的挑战, 其长周期供需不平衡矛盾日益凸显。本文针对新型电力系统在极端静稳天气下的长周期供需不平衡风险管控需求, 从规划角度提出针对性的风险量化评估与管控方法, 相关结论如下:

1) 受风光出力的季节特性影响, 极端静稳天气下新型电力系统的长周期供需不平衡风险分布具备一定季节特征, 这对极端静稳天气下的电力长周期供需平衡提出了更高的要求;

2) 需要从多个角度量化评估系统的长周期供需不平衡程度, 包括极端静稳天气下的最大电力负荷缺口、最长缺电时间、累计切负荷电量以及累计缺电时间;

3) 火电、输电线路以及长时储氢都可以为系统提供长周期灵活性, 提升系统在极端静稳天气下的长周期供需平衡能力, 同时合理控制系统的经济成本。

未来, 将针对潮流计算的误差进行进一步讨论, 分析计算误差对于极端静稳天气事件下电力系统长周期供需不平衡风险评估与管控的影响。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>), 扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] 国家能源局. 打赢低碳转型硬仗[EB/OL]. [2024-01-01]. https://www.nea.gov.cn/2021-04/09/c_139869435.htm. National Energy Administration. Win the tough battle of low-carbon transformation [EB/OL]. [2024-01-01]. https://www.nea.gov.cn/2021-04/09/c_139869435.htm.
- [2] 国家能源局. 国家能源局发布 2023 年全国电力工业统计数据[EB/OL]. [2024-01-01]. https://www.nea.gov.cn/2024-01/26/c_1310762246.htm. National Energy Administration. The National Energy Administration published the national power industry statistics of 2023 [EB/OL]. [2024-01-01]. https://www.nea.gov.cn/2024-01/26/c_1310762246.htm.
- [3] 苏伟. 透视山西实时电力现货市场熔断[EB/OL]. [2024-01-01]. <https://news.bjx.com.cn/html/20210419/1148042.shtml>. SU Wei. Perspective of Shanxi real-time electricity spot market fusing[EB/OL]. [2024-01-01]. <https://news.bjx.com.cn/html/20210419/1148042.shtml>.
- [4] 鲁宗相. 对四川高温限电的深度思考: 新型电力系统建设中如何抗灾保供[EB/OL]. [2024-01-01]. <https://power.in-en.com/html/power-2412450.shtml>. LU Zongxiang. Deep thinking on high-temperature power restriction in Sichuan: how to resist disaster and ensure supply in the construction of new type power system[EB/OL]. [2024-01-01]. <https://power.in-en.com/html/power-2412450.shtml>.
- [5] 王亚伟. 构建新型电力系统离不开气象科技的有力支撑[EB/OL]. [2024-01-01]. <http://paper.people.com.cn/zgnyb/images/2021-08/02/04/zgnyb2021080204.pdf>. WANG Yawei. Constructing a new type of electric power system is inseparable from the strong support of science and technology of meteorology and meteorology[EB/OL]. [2024-01-01]. <http://paper.people.com.cn/zgnyb/images/2021-08/02/04/zgnyb2021080204.pdf>.
- [6] 别朝红, 李更丰. 极端天气条件下新型电力系统风险评估与弹性提升[J]. 全球能源互联网, 2024, 7(1): 1-2. BIE Zhaohong, LI Gengfeng. Risk assessment and resilience improvement of new power systems in extreme weather[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(1): 1-2.
- [7] 袁杨, 张衡, 程浩忠, 等. 台风灾害下考虑多类型故障不确定性的源网荷协同弹性提升模型[J]. 电网技术, 2024, 48(6): 2541-2549. YUAN Yang, ZHANG Heng, CHENG Haozhong, et al. Source-grid-load coordinated resilience enhancement model considering multi-type contingency uncertainty under typhoon disaster[J]. Power System Technology, 2024, 48(6): 2541-2549.
- [8] 谢云云, 薛禹胜, 文福拴, 等. 冰灾对输电线路故障率影响的时空评估[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(18): 32-41. XIE Yunyun, XUE Yusheng, WEN Fushuan, et al. Space-time evaluation for impact of ice disaster on transmission line fault probability [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(18): 32-41.
- [9] 孙景博, 王阳, 杨晓帆, 等. 中国风光资源气候风险时空变化特征分析[J]. 中国电力, 2023, 56(5): 1-10. SUN Jingbo, WANG Yang, YANG Xiaofan, et al. Analysis of spatial and temporal variation character of climate risks of wind and solar resources in China[J]. Electric Power, 2023, 56(5): 1-10.
- [10] 2021 年气候变化绿皮书发布: 中国城市更绿更低碳[N]. 人民日报, 2021-12-28(1). The 2021 green paper on climate change: greener and lower carbon cities in China [N]. People's Daily, 2021-12-28(1).
- [11] 姜文玲, 王勃, 汪宁渤, 等. 多时空尺度下大型风电基地出力特性研究[J]. 电网技术, 2017, 41(2): 493-499. JIANG Wenling, WANG Bo, WANG Ningbo, et al. Research on power output characteristics of large-scale wind power base in multiple temporal and spatial scales[J]. Power System Technology, 2017, 41(2): 493-499.
- [12] DEUTSCHER BUNDESTAG D. Unterrichtung durch die bundesregierung zweiter fortschrittsbericht zur energiewende 2019 [EB/OL]. [2024-01-01]. <https://d-nb.info/119764737/6/04>.
- [13] KAPICA J, JURASZ J, CANALES F A, et al. The potential impact of climate change on European renewable energy droughts [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, 189: 114011.

- [14] BRACKEN C, VOISIN N, BURLEYSON C D, et al. Standardized benchmark of historical compound wind and solar energy droughts across the continental United States [J]. *Renewable Energy*, 2024, 220: 119550.
- [15] LI B W, BASU S, WATSON S J, et al. Mesoscale modeling of a “dunkelflaute” event [J]. *Wind Energy*, 2021, 24(1): 5-23.
- [16] LI B W, BASU S, WATSON S J, et al. Quantifying the predictability of a “dunkelflaute” event by utilizing a mesoscale model [J]. *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, 1618(6): 062042.
- [17] LI B W, BASU S, WATSON S J. Automated identification of “dunkelflaute” events: a convolutional neural network-based autoencoder approach [J]. *Artificial Intelligence for the Earth Systems*, 2022, 1(4): 15-30.
- [18] 吴婕,徐影,周波涛. CMIP5全球气候模式对中国上空空气静稳日数模拟能力评估 [J]. *地球物理学报*, 2017, 60(4): 1293-1304.
- WU Jie, XU Ying, ZHOU Botao. Evaluation of air stagnation in China by CMIP5 models [J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2017, 60(4): 1293-1304.
- [19] LI P, JIN B H, WANG D, et al. Distribution system voltage control under uncertainties using tractable chance constraints [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(6): 5208-5216.
- [20] JIA M S, HUG G, SHEN C. Iterative decomposition of joint chance constraints in OPF [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 36(5): 4836-4839.
- [21] 焦嘉凝,柳璐,张天宇,等. 台风灾害下多阶段协同的受端电网弹性提升策略 [J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(12): 9-18.
- JIAO Jianing, LIU Lu, ZHANG Tianyu, et al. Resilience enhancement strategy with multi-stage collaboration for receiving-end grid under typhoon disaster [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(12): 9-18.
- [22] 何雨霏,王伟,熊小伏,等. 提升电-气互联能源系统弹性的应急资源灾前协同调度策略 [J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(14): 21-32.
- HE Yufei, WANG Wei, XIONG Xiaofu, et al. Pre-disaster collaborative dispatch strategy of emergency resources for resilience enhancement of electricity-gas interconnected energy system [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(14): 21-32.
- [23] 闫炯程,李常刚,刘玉田. 计及源荷不确定性的交直流大电网动态安全分级滚动预警 [J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(1): 35-43.
- YAN Jiongcheng, LI Changgang, LIU Yutian. Graded rolling early warning of dynamic security for large-scale AC/DC power grid considering uncertainties on source and load sides [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(1): 35-43.
- [24] 于旭光,李刚,李亚鹏,等. 计及电价风险和差价合同的梯级水电站日前市场竞价模型 [J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(5): 62-72.
- YU Xuguang, LI Gang, LI Yapeng, et al. Day-ahead market bidding model for cascade hydropower stations considering price risk and contract for price difference [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(5): 62-72.
- [25] 杨柳,曾智健,张杰,等. 统一结算点电价机制下金融输电权的交易模拟与结算风险评估 [J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(6): 116-122.
- YANG Liu, ZENG Zhijian, ZHANG Jie, et al. Transaction simulation and settlement risk assessment of financial transmission right with electricity pricing mechanism of unified settlement point [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(6): 116-122.
- [26] 吴忠群,郑瑞锦,徐飞阳,等. 极端天气场景下基于天气衍生品的气价风险管理 [J]. *全球能源互联网*, 2024, 7(1): 66-78.
- WU Zhongqun, ZHENG Ruijin, XU Feiyang, et al. Research on weather derivatives-based electricity price risk management under extreme weather scenarios [J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2024, 7(1): 66-78.
- [27] WANG Z, BIAN Q Y, XIN H H, et al. A distributionally robust co-ordinated reserve scheduling model considering CVaR-based wind power reserve requirements [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7(2): 625-636.
- [28] 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.
- [29] LIU Z X, WU Q W, OREN S S, et al. Distribution locational marginal pricing for optimal electric vehicle charging through chance constrained mixed-integer programming [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 9(2): 644-654.
- [30] ZHONG W F, XIE K, LIU Y, et al. Chance constrained scheduling and pricing for multi-service battery energy storage [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021, 12(6): 5030-5042.
- [31] 吉兴全,刘健,叶平峰,等. 计及灵活性与可靠性的综合能源系统优化调度 [J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(8): 132-144.
- JI Xingquan, LIU Jian, YE Pingfeng, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering flexibility and reliability [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(8): 132-144.
- [32] 王士柏,韩学山,杨明,等. 计及不确定性的等备用边际效用约束的电力系统经济调度 [J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(5): 1143-1152.
- WANG Shibo, HAN Xueshan, YANG Ming, et al. Economic dispatch of power system including equal marginal reserve utility constraint considering uncertainties [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(5): 1143-1152.
- [33] 罗凤章,张天宇,王成山,等. 基于多状态马尔科夫链的配电设备状态检修策略优化方法研究 [J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(9): 2777-2787.
- LUO Fengzhang, ZHANG Tianyu, WANG Chengshan, et al. Research on optimization method of condition based maintenance strategy for distribution system equipment based on the multi state Markov chain [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(9): 2777-2787.
- [34] SUBRAMANYAM S A, ZHANG X W. Effect of loss of load probability distribution on operating reserve demand curve

- performance in energy-only electricity market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 3297-3300.
- [35] RASHIDAE S A, AMRAEE T, FOTUHI-FIRUZABAD M. A linear model for dynamic generation expansion planning considering loss of load probability [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6924-6934.
- [36] ZHANG W X, SHAO C Z, HU B, et al. Transmission defense hardening against typhoon disasters under decision-dependent uncertainty [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(3): 2653-2665.
- [37] VAZQUEZ D A Z, QIU F, FAN N, et al. Wildfire mitigation plans in power systems: a literature review [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(5): 3540-3551.
- [38] HUANG W, HU B, SHAHIDEHPOUR M, et al. Preventive scheduling for reducing the impact of glaze icing on transmission lines [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(2): 1297-1310.
- [39] 薛禹胜, 费圣英, 卜凡强. 极端外部灾害中的停电防御系统构思(二): 任务与展望 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32(10): 1-5. XUE Yusheng, FEI Shengying, BU Fanqiang. Upgrading the blackout defense scheme against extreme disasters: Part II tasks and prospects [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(10): 1-5.
- [40] JIRUTITIJAROEN P, SINGH C. Reliability constrained multi-area adequacy planning using stochastic programming with sample-average approximations [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(2): 504-513.
-
- 姜海洋(1996—), 男, 博士, 主要研究方向: 季节性储能、电力规划。E-mail: jiang_hy@tsinghua.edu.cn
- 蒋明华(1990—), 女, 硕士, 主要研究方向: 电网规划技术研究。E-mail: 1134928771@qq.com
- 丁坤(1985—), 男, 硕士研究生, 正高级工程师, 主要研究方向: 电力系统。E-mail: dingk02@foxmail.com
- 杜尔顺(1992—), 男, 通信作者, 博士, 主要研究方向: 光热发电、电力系统规划与运行。E-mail: duershun@tsinghua.edu.cn

(编辑 冯慧敏)

Risk Assessment and Control of Power System Under Extreme Steady Weather Events

JIANG Haiyang¹, JIANG Minghua², DING Kun², DU Ershun³, LAN Xinyao¹,
FANG Yuchen¹, ZHANG Ning¹, KANG Chongqing¹

1. State Key Laboratory of Power System Operation and Control (Tsinghua University), Beijing 100084, China;
2. Economic and Technological Research Institute of State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730030, China;
3. Laboratory of Carbon Energy, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: With the high proportion of renewable energy, extreme weather events bring great risks and challenges to power production. Among these extreme weather events, extreme steady weather, as a special atmospheric feature, usually tends to result in continuous low renewable energy output for days, which greatly impacts the long-term supply-demand balance of new power systems. Aiming at the risk of long-term supply-demand imbalance caused by extreme steady weather, a quantitative risk assessment and control method is proposed from the perspective of optimal planning. Firstly, the extreme steady weather for power security is defined, and extreme scenarios are identified and extracted. Then, based on the extracted scenarios, the power production simulation is carried out, and the evaluation index system of long-term power supply-demand imbalance is constructed. On this basis, a risk assessment model of long-term supply-demand imbalance in extreme steady weather based on chance constraints is proposed. Finally, the above-mentioned model is embedded into the traditional power planning model to realize the optimal allocation of long-term flexible resources for the risk management of long-term supply-demand imbalance. Based on the IEEE RTS-79 case analysis, the effectiveness of the proposed method is demonstrated, and the role of long-term energy storage in the risk management of long-term supply-demand imbalance in extreme steady weather is explored.

This work is supported by State Grid Corporation of China (No. SGG SJY00XXJS2310071).

Key words: new power system; steady weather; supply-demand balance; risk assessment; risk management; long-term energy storage

