考虑灵活性与经济性的可再生能源电力系统源网联合规划

陈占鹏¹, 胡 炎¹, 郃能灵¹, 汤翔鹰¹, 李玲芳² (1. 上海交通大学 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室, 上海 200240; 2. 云南电网有限责任公司, 云南 昆明 650011)

摘要:传统经济性规划方法无法反映电力系统灵活性,难以满足高比例可再生能源电力系统的规划需求,为此,提出一种考虑灵活性与经济性的多目标源网联合规划方法。分析源荷两侧的灵活性需求,并从功率平衡与功率传输两方面实现电源灵活性与电网灵活性的定量评估。在此基础上,综合考虑电源、线路2种灵活性资源,建立兼顾灵活性和经济性的电力系统双层联合规划模型:上层是规划方案的多目标优化决策,实现源 网灵活性和经济性的协同优化;下层是多场景运行模拟,对规划方案的灵活性与经济性进行定量评价。 IEEE RTS-24节点系统与 IEEE 118节点系统的算例结果表明,所提规划方法能够有效响应并平复可再生能源电源与负荷的不确定性功率波动,提高系统的灵活性以及对可再生能源的消纳能力。

中图分类号:TM 715

文献标志码:A

关键词:电力系统规划;灵活性;经济性;联合规划;可再生能源电力系统

DOI:10.16081/j.epae.202204021

0 引言

可再生能源具有绿色、低碳、可持续等优点,推动能源生产向可再生能源转型已成为世界大多数国家的战略选择^[1],但可再生能源大规模并网的强不确定性也会给电力系统规划与运行带来极大挑战^[2]。灵活性能反映系统经济可靠地应对不确定事件的能力^[3],是保证高比例可再生能源电网稳定运行的核心属性。开展灵活性专项规划,对增强系统可再生能源消纳能力、提升运行经济性具有重要意义。

目前,国内外学者已对灵活性开展了一系列研究。文献[4]提出灵活性调节具有方向性,并基于概率计算,将系统上、下调能力与净负荷累积概率分布转化为爬坡资源期望指标。文献[5]从运行角度出发,建立系统最大调节能力计算模型,通过对系统调节区间与灵活性需求区间进行比较,评估系统灵活性。此外,还有文献提出通过灵活性供给/需求概率卷积^[6]等方法评估系统灵活性。上述研究对电力系统灵活性评价进行了有益的探索,但较少涉及灵活性指标在规划方面的应用,并且均是以系统源荷功率平衡能力为标准进行灵活性评价,缺少对系统功率传输能力即电网灵活性的定量评估。

在可再生能源电力系统规划领域,文献[7]指出,随着可再生能源渗透率的升高,源网分开优化的

收稿日期:2021-06-24;修回日期:2022-02-26 在线出版日期:2022-04-24

基金项目:国家重点研发计划项目(2017YFB0903202);中国南 方电网有限责任公司重点科技项目(YNKJXM20170008)

Project supported by the National Key R&D Program of China(2017YFB0903202) and the Key Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd. (YNKJXM20170008) 不匹配使弃风、弃光等问题凸显,因此研究源网协同 规划方法十分必要。文献[8-9]构建源网协同的经 济性规划方法,但以建设、运行成本为优化目标的规 划模型缺少对系统响应不确定事件能力的度量,规 划方案为应对不确定事件留存的裕度往往较小。文 献[10-11]通过鲁棒优化方法保障对可再生能源的 可靠消纳,但存在规划方案易过于保守、经济性与鲁 棒性难以平衡的问题。上述研究未考虑从灵活性的 角度进行规划模型的构建,无法准确评估系统对源 荷波动的承受能力,规划方案易导致调节能力不足 或过剩的问题,从而带来系统运行风险或资源浪费。

近年来,已有学者从灵活性的角度对可再生能 源电力系统规划开展研究。在电源侧:文献[12]基 于源荷功率概率分布预测,通过量化电源调节容量 和爬坡能力要求,提出灵活性包络的概念,并以满足 灵活性包络需求为目标实现电源灵活性规划;文献 [13]构建火电灵活性改造决策模型,并分析可再生能 源消纳、调峰补偿价格与灵活性容量间的关系。在电 网侧:文献[14]提出考虑灵活性期望代价的电网规 划方法,并从适应负荷增长的不确定性和电网故障 发生的不确定性两方面建立灵活性期望代价模型。 上述研究对灵活性规划进行了积极探索,但仅考虑 电源或电网单侧的规划方式易造成电源与电网建设 的不匹配。文献[15-16]提出源网联合灵活性规划 方法,但文献[15]所提规划模型以经济性为优化目 标,以系统灵活性为约束,难以实现灵活性的优化, 并且未考虑电网灵活性的影响,文献[16]构建考虑 源网灵活性评价的输电网规划模型,但采用线路负 载率均匀度作为电网灵活性指标,难以反映重载电 网与轻载电网灵活性的区别。此外,文献[15-16]所 采用的启发式求解算法存在迭代终止次数需依靠主 观判断的问题。综上所述,现有关于灵活性规划的 研究大多仅考虑了电源或电网单侧的灵活性,未进 行源网协调规划,而少数考虑了源网联合灵活性规 划的研究大多是将灵活性作为约束或折算入经济性 指标中,难以针对性地实现系统灵活性优化。

为实现源网协同的灵活性规划,协调规划方案 中经济性与灵活性间的矛盾,本文提出一种考虑灵 活性与经济性的电力系统源网联合规划方法。首 先,对灵活性供需机理进行分析,建立基于灵活性供 需平衡的电源灵活性指标以及基于线路灵活性权重 系数与负载率的电网灵活性指标,实现系统灵活性 定量评估;其次,基于所提灵活性指标,构建电力系 统源网联合双层规划模型,并通过多目标寻优实现 规划方案经济性与灵活性、电源与电网间的协调优 化;然后,采用改进的非支配排序遗传算法NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II)对模 型进行求解,并提出归一化种群最小距离实现算法 自动终止判断;最后,通过改进的IEEE RTS-24节点 系统与 IEEE 118节点系统验证所提方法的有效性 和可行性。

1 电力系统灵活性供需分析与指标建立

电力系统灵活性体现在源荷功率平衡以及电网 功率传输两方面,任一方面的灵活性缺额都会导致 弃风、弃光、切负荷等问题。例如,东北三省严重弃 风现象产生的主要原因是调峰能力不足,而甘肃、内 蒙古及冀北电网的可再生能源弃用现象产生的主要 原因是外送通道不足,前者属于电源灵活性不足,后 者属于电网灵活性不足^[17]。因此,为满足电力系统 日益增长的灵活性需求,实现可再生能源的高效利 用与可靠供电,需要充分挖掘系统各方面的灵活性 潜力并进行统筹规划。

1.1 电力系统灵活性供需分析

1.1.1 电力系统灵活性需求分析

电力系统的灵活性需求主要源于功率的不可控 变化,这些变化集中在可再生能源和负荷的随机性 波动^[16]。电力系统的灵活性需求可表示为:

$$F_{\rm re}(t) = P_{\rm re, f}(t+1) + P_{\rm re, e}(t+1) - P_{\rm re}(t)$$
(1)

$$F_{\text{load}}(t) = P_{\text{load}, f}(t+1) + P_{\text{load}, e}(t+1) - P_{\text{load}}(t) \quad (2)$$

式中: $F_{re}(t)$ 、 $F_{load}(t)$ 分别为t时刻可再生能源与负荷 的灵活性需求; $P_{re,i}(t+1)$ 、 $P_{load,i}(t+1)$ 分别为t+1时刻 可再生能源与负荷的预测功率; $P_{re,e}(t+1)$ 、 $P_{load,e}(t+1)$ 分别为t+1时刻可再生能源与负荷的预测误差; $P_{re}(t)$ 、 $P_{load}(t)$ 分别为t时刻可再生能源与负荷的实 际功率,为已知量。

预测误差可以预测方法的平均相对误差^[18]进行 衡量,并且在预测方法和预测步长不变的情况下,可 认为平均相对误差为固定值^[17],因此,*t*时刻可再生 能源与负荷的灵活性需求可重新写为:

$$F_{\rm re}(t) = (1 \pm E_{\rm re}) P_{\rm re, f}(t+1) - P_{\rm re}(t)$$
(3)

$$F_{\text{load}}(t) = (1 \pm E_{\text{load}}) P_{\text{load, f}}(t+1) - P_{\text{load}}(t)$$
(4)

式中: *E*_{re}、*E*_{load}分别为可再生能源与负荷的平均相对 误差。由式(3)、(4)可知,系统灵活性需求主要来 自:可再生能源、负荷当前时刻功率与下一时刻预测 值间的功率变化;预测值与实际值间的预测误差。

可再生能源与负荷的不可控功率变化相互叠加,决定了系统总的灵活性需求。为清晰化系统灵活性需求以及降低灵活性指标的计算复杂度,定义电力系统在t时刻的可控电源功率需求P_{DE}(t)以及在t+1时刻的最大可控电源功率需求P^{max}_{de}(t+1)、最小可控电源功率需求P^{min}_{de}(t+1)分别为:

$$P_{\rm DE}(t) = P_{\rm load}(t) - P_{\rm re}(t)$$
(5)

$$\begin{cases} P_{\rm de}^{\rm max}(t+1) = (1+E_{\rm load}) P_{\rm load, f}(t+1) - (1-E_{\rm re}) P_{\rm re, f}(t+1) \\ P_{\rm de}^{\rm min}(t+1) = (1-E_{\rm load}) P_{\rm load, f}(t+1) - (1+E_{\rm re}) P_{\rm re, f}(t+1) \end{cases}$$
(6)

*P*_{DE}、*P*^{max}, *P*^{min}_{de} 是系统总负荷与不可控可再生能 源出力的差值,即对系统剩余可控电源的出力需求。 通过式(5)、(6),源荷的不可控功率变化被统一转化 为对系统可控电源的灵活性需求。

因此,定义t时刻电力系统灵活性需求为:

$$\begin{cases} F_{\rm DE}^{\rm up}(t) = \max \left\{ P_{\rm de}^{\rm max}(t+1) - P_{\rm DE}(t), 0 \right\} \\ F_{\rm DE}^{\rm down}(t) = \max \left\{ P_{\rm DE}(t) - P_{\rm de}^{\rm min}(t+1), 0 \right\} \end{cases}$$
(7)

式中:F_{EE}(t)、F_{DE}^{down}(t)分别为t时刻系统总的上、下调 节灵活性需求。系统总的灵活性需求示意图如图1 所示。





1.1.2 电力系统灵活性供给分析

电力系统灵活性供给主要来源于系统中的可控 电源,可控电源根据其运行状态与固有运行参数,可 向系统提供上、下调节灵活性,即:

$$\begin{cases} F_{\rm s}^{\rm up}(t) = \sum_{g \in G} \min\left\{R_g \Delta t, P_g^{\rm max} - P_g(t)\right\} \\ F_{\rm s}^{\rm down}(t) = \sum_{g \in G} \min\left\{R_g \Delta t, P_g(t) - P_g^{\rm min}\right\} \end{cases}$$
(8)

式中: $F_{s}^{up}(t)$ 、 $F_{s}^{down}(t)$ 分别为t时刻系统总的上、下调 节灵活性供给;G为可控电源集合; R_{g} 为机组g的爬 坡率; Δt 为调度时间间隔; $P_{g}(t)$ 为t时刻机组g的输 出功率; P_{g}^{max} 、 P_{g}^{min} 分别为机组g输出功率上、下限。

1.2 电力系统灵活性指标的建立

1.2.1 电源灵活性指标

电源灵活性指标能够反映系统可控电源响应可 再生能源或负荷不确定性功率变化的能力,当电力 系统出现灵活性需求时,需要可控电源提供充足的 上/下调节灵活性供给。当上调节灵活性供给不足 时,系统有切负荷的风险;当下调节灵活性供给不足 时,系统有弃风、弃光等风险。因此,定义*t*时刻的电 源灵活性指标为:

$$\begin{cases} F_{\text{power}}^{\text{up}}(t) = F_{\text{DE}}^{\text{up}}(t) / F_{\text{S}}^{\text{sp}}(t) \\ F_{\text{ower}}^{\text{down}}(t) = F_{\text{DE}}^{\text{down}}(t) / F_{\text{S}}^{\text{down}}(t) \end{cases} \quad t \in T$$

$$\tag{9}$$

$$F_{\text{power}}(t) = \max\left\{F_{\text{power}}^{\text{up}}(t), F_{\text{power}}^{\text{down}}(t)\right\}$$
(10)

式中: $F_{power}^{up}(t)$ 、 $F_{power}^{down}(t)$ 分别为t时刻上、下调节电源 灵活性指标;T为灵活性评估时间段; $F_{power}(t)$ 为t时 刻的电源灵活性指标。

电源灵活性指标 $F_{power}(t)$ 的物理含义为t时刻系 统灵活性供给的充裕程度,其值越小,系统灵活性越 好,当其值大于1时,说明灵活性供给不足,系统在 调峰、爬坡等方面存在问题,存在可再生能源弃用或 切负荷的风险。由此,定义时间段T内的电源灵活 性指标 $F_{fexpower}$ 为:

$$F_{\text{flexpower}} = \frac{1}{N_{\text{T}}} \sum_{t \in T} F_{\text{power}}(t)$$
(11)

式中: $N_{\rm T}$ 为时间段T内灵活性评估时刻总数。

1.2.2 电网灵活性指标

电网灵活性指标能够评价系统进行潮流调度、预防线路阻塞的能力,输电线路的潮流传输能力是 影响电网灵活性的主要因素。负载率可以有效衡量 线路传输能力,负载率越低,线路功率传输裕度越 大,电网的潮流调度能力也越强,因此,可采用线路 负载率作为评估电网灵活性的指标。考虑到电力系 统对不同线路的灵活性要求不同,引入线路灵活性 权重系数,定义t时刻的电网灵活性指标 F_m(t)为:

$$F_{\text{net}}(t) = \sum_{i \in \Omega} \mu_i L_i(t) \quad t \in T$$
(12)

式中: Ω 为灵活性评估线路集; μ_i 为线路i的灵活性 权重系数; $L_i(t)$ 为t时刻线路i的负载率。

线路i的灵活性权重系数计算公式为:

$$\mu_{i} = \frac{\sigma_{i}^{2}}{\sum_{l \in \Omega} \sigma_{l}^{2}} = \frac{\sum_{i \in T} \left(L_{i}(t) - \bar{L}_{i} \right)^{2}}{\sum_{l \in \Omega} \sum_{t \in T} \left(L_{l}(t) - \bar{L}_{l} \right)^{2}}$$
(13)

式中: σ_i 为线路i在时间段T内的负载率波动标准 差; \bar{L}_i 为线路i在时间段T内的平均负载率。 线路*i*的灵活性权重系数μ_i的物理意义为时间 段*T*内线路*i*负载率波动的方差在所有线路负载率 波动方差之和中占的比例。当系统节点注入功率发 生变化时,线路潮流波动越剧烈,μ_i就越大。μ_i能反 映线路承受系统功率波动的能力,进而识别出制 约电网灵活性的线路,电网灵活性示意图见图2。



图2 电网灵活性示意图



电网灵活性指标 $F_{net}(t)$ 的意义为t时刻线路负载率基于灵活性权重系数的加权期望,其值越小,电网灵活性越好。由此,定义时间段 T内的电网灵活性指标 F_{fexet} 为:

$$F_{\text{flexnet}} = \frac{1}{N_{\text{T}}} \sum_{t \in T} F_{\text{net}}(t)$$
(14)

2 考虑灵活性的源网联合规划模型

基于电力系统灵活性指标,构建源网联合规划-运行双层优化模型。该模型为多目标优化模型:上 层为规划配置层,该层以电力系统灵活性与经济性 为优化目标,通过对待建灵活性电源及线路进行选 址定容,确定规划建设方案,并将系统拓扑以矩阵的 形式传递到下层;下层为运行模拟层,该层以电力系 统运行经济性为优化目标,在上层确定的系统结构 下进行多场景运行模拟,计算最优的经济调度策略, 并将各场景下的系统运行参数返回上层,供上层进 行规划方案的评估与优化。通过该过程实现上、下 层之间的迭代优化,并最终得到最优灵活性资源建 设方案,规划模型结构如附录A图A1所示。

2.1 上层规划模型

上层规划模型为多目标优化模型,优化目标由 电力系统年总成本 C_{total}、电源灵活性指标 F_{flexpower} 以 及电网灵活性指标 F_{flexnet} 这3个部分构成。其中电力 系统年总成本 C_{total} 包括等效年建设维护成本 C_{con} 与 年运行成本 C_{oper}。上层规划模型目标函数为:

$$f_{1} = \min \left\{ C_{\text{total}}, F_{\text{flexpower}}, F_{\text{flexnet}} \right\}$$
(15)
$$\begin{cases} C_{\text{total}} = C_{\text{con}} + C_{\text{oper}} = C_{\text{con}} + \sum_{s \in \Gamma} \varphi_{s} C_{\text{oper}, s} \\ F_{\text{flexpower}} = \sum_{s \in \Gamma} \varphi_{s} F_{\text{flexpower}, s} \\ F_{\text{flexpower}} = \sum_{s \notin \Gamma} \varphi_{s} F_{\text{flexpower}, s} \end{cases}$$
(16)

式中: f_1 为上层规划模型目标函数; Γ 为下层运行场

景集; φ_s 为场景s出现的概率; $F_{\text{flexpower},s}$ 、 $F_{\text{flexpower},s}$ 、 $C_{\text{oper},s}$ 分别为场景s下的电源、电网灵活性指标与年运行成本。

等效年建设维护成本 C_{con} 的计算公式为:

$$C_{\text{con}} = \left(K_{1} + k_{1}\right) \sum_{i \in \Pi_{1}} c_{g,i} x_{i} + \left(K_{2} + k_{2}\right) \sum_{i,j \in \Pi_{2}} c_{1,ij} l_{ij}$$

$$K_{1} = \frac{r(1+r)^{n_{1}}}{(1+r)^{n_{1}} - 1}, \quad K_{2} = \frac{r(1+r)^{n_{2}}}{(1+r)^{n_{2}} - 1}$$
(17)

式中: K_1 、 K_2 分别为电源、线路的资金回收系数; k_1 、 k_2 分别为电源、线路的工程固定运行费率; Π_1 、 Π_2 分别 为待建灵活性电源与待建线路节点集合; x_i 为节点i处灵活性电源建设容量; $c_{g,i}$ 、 $c_{1,ij}$ 分别为节点i处灵活 性电源与节点i、j之间新建线路的单位建设成本; l_{ij} 为节点i、j之间新建线路的数量;r为贴现率; n_1 、 n_2 分 别为电源、线路的工程经济适用年限。

上层规划模型的约束条件如下。

1)规划建设约束,包括建设容量约束与建设成 本约束,即:

$$\begin{cases} x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max} & i \in \Pi_1 \\ l_{ij}^{\min} \leq l_{ij} \leq l_{ij}^{\max} & i, j \in \Pi_2 \\ 0 \leq C_{\text{con}} \leq C_{\text{con}}^{\max} \end{cases}$$
(18)

式中:x_i^{max}、x_i^{min}分别为节点i处灵活性电源建设容量 上、下限;l_{ij}^{max}、l_{ij}^{min}分别为节点i、j之间新建线路数量 上、下限;C_{en}^{max}为等效年建设维护成本上限。

2)可再生能源利用率约束,即:

$$\frac{\sum_{s\in\Gamma}\sum_{i\in G_{re}}\sum_{i\in T}P_{re,i,s}(t)}{\sum_{s\in\Gamma}\sum_{i\in G_{re}}\sum_{i\in T}P_{re,i,s}(t)} \ge \xi_{re}$$
(19)

式中: G_{re} 为可再生能源集合; $P_{re,i,s}(t)$ 、 $P_{re,i,s}^{max}(t)$ 分别为场景s下可再生能源i的实际输出功率与最大可输出功率; ξ_{re} 为可再生能源利用率阈值。

3)供电可靠性约束,即:

$$1 - \frac{\sum_{s \in \Gamma} \sum_{i \in \Pi} P_{\text{load}, i, s}(t)}{\sum_{s \in \Gamma} \sum_{i \in \Pi} \sum_{t \in T} P_{\text{load}, i, s}(t)} \leq \xi_{\text{load}}$$
(20)

式中: Π 为系统节点集合; $P_{\text{load},i,s}(t)$ 、 $P_{\text{load},i,s}^{\text{max}}(t)$ 分别为 t时刻场景s下节点i的实际供电量与应供电量; ξ_{load} 为切负荷率阈值。

2.2 下层运行模型

下层运行模型是在上层模型所确定的系统结构 中求解典型场景运行优化子问题。考虑到增强电力 系统灵活性的根本目的是提升可再生能源消纳能 力,从而优化系统运行的可靠性与经济性,因此,下 层模型以各场景年运行成本*C*_{oper,s}最小化为目标进 行最优经济潮流调度。下层模型的目标函数为:

$$f_2 = \min\left\{C_{\text{oper},s}\right\} = \min\left\{C_{\text{G},s} + C_{\text{aban},s}^{\text{re}} + C_{\text{aban},s}^{\text{load}}\right\} \quad (21)$$

$$\begin{cases} C_{G,s} = \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} \left(a_g P_{g,s}^2(t) + b_g P_{g,s}(t) + c_g \right) \\ C_{aban,s}^{re} = \sum_{i \in G_r} \sum_{t \in T} \kappa_{re} \left(P_{re,i,s}^{max}(t) - P_{re,i,s}(t) \right) \\ C_{aban,s}^{load} = \sum_{i \in \Pi} \sum_{t \in T} \kappa_{load} \left(P_{load,i,s}^{max}(t) - P_{load,i,s}(t) \right) \end{cases}$$
(22)

式中: f_2 为下层模型目标函数; $C_{G,s}$ 、 $C_{aban,s}^{re}$ 、 $C_{aban,s}^{load}$ 分别 为场景s下的系统年发电成本、年可再生能源弃用 惩罚成本与年切负荷惩罚成本; a_g 、 b_g 、 c_g 为包括灵活 性电源在内的机组g的发电成本系数; $P_{g,s}(t)$ 为t时 刻场景s下机组g的输出功率; κ_r 、 κ_{load} 分别为可再生 能源弃用、切负荷惩罚成本系数。

下层运行模型的约束条件如下。

1)潮流平衡约束,即:

$$\boldsymbol{P}_{G,s} + \boldsymbol{P}_{re,s} - \boldsymbol{P}_{load,s} = \boldsymbol{B}\boldsymbol{\theta}_{s}$$
(23)

式中: $P_{G,s}$ 为场景s下的可控电源出力向量; $P_{re,s}$ 为场 景s下的可再生能源机组出力向量; $P_{load,s}$ 为场景s下 的节点负荷向量;B为节点导纳矩阵; θ_s 为场景s下 的节点电压相角向量。

2)线路容量约束,即:

$$0 \leq \left| P_{ij,s}(t) \right| \leq \left(l_{ij}^0 + l_{ij} \right) P_{ij}^{\max} \quad i, j \in \Pi; \ i \neq j \quad (24)$$

式中: $P_{ij,s}(t)$ 为t时刻场景s下节点i,j间的传输功率; l_{ij}^{0} 为原有输电线路数量; P_{ij}^{max} 为节点i,j间单条输电线路容量。

3)可控电源出力约束,即:

$$\begin{cases} P_g^{\min} \leqslant P_{g,s}(t) \leqslant P_g^{\max} \\ -R_g \Delta t \leqslant P_{g,s}(t+1) - P_{g,s}(t) \leqslant R_g \Delta t \end{cases} g \in G \quad (25)$$
4)节点电压相角约束,即:

$$\theta_i^{\min} \leq \theta_{i,s}(t) \leq \theta_i^{\max} \quad i \in \Pi \tag{26}$$

式中: $\theta_{i,s}(t)$ 为t时刻场景s下节点i的电压相角; θ_i^{max} 、 θ_i^{min} 分别为节点电压相角上、下限。

3 模型求解与规划方案确定

针对所提多目标优化模型,采用NSGA-II优化 算法进行求解,该算法是基于Pareto最优解的多目 标优化算法,具有较好的收敛性和鲁棒性^[19]。算法 输出结果为一个最优解集,且该解集中的每个解均 为互不支配的Pareto最优解。为保证结果的收敛性 与稳定性,采用文献[20]方法对NSGA-II终止判据 进行改进:当相邻数代的种群之间的距离连续小于 可接受种群最小距离时,算法终止。由于各优化目 标取值范围不同,为避免有效信息被稀释,本文提出 在计算种群距离前先对各优化目标进行归一化。在 Pareto解集确定后,本文采用模糊隶属度函数确定 最终规划方案。规划模型求解流程图见图3,模糊 隶属度函数计算步骤见附录A式(A1)、(A2)。



图3 规划模型求解流程图

Fig.3 Solution flowchart of planning model

4 算例分析

为验证所提方法的有效性,本文对改进的IEEE RTS-24节点系统以及IEEE 118节点系统进行算例 仿真分析。系统仿真参数设置为:种群规模为100, 归一化后的可接受种群最小距离终止判据为0.01; 贴现率r=10%,工程经济适用年限n=15a,工程固 定运行费率k=0.1;可再生能源弃用惩罚成本系数 $\kappa_{re}=63.3$ \$/(MW·h),利用率阈值 $\xi_{re}=0.8$;切负荷惩 罚成本系数 $\kappa_{hoad}=126.6$ \$/(MW·h),切负荷率阈值 $\xi_{load}=0$;电网灵活性评估线路集 Ω 设置为系统中负 载率最高的30%的线路,可再生能源平均相对预测 误差 $E_{re}=15\%$,负荷平均相对预测误差 $E_{load}=5\%$ 。 典型规划场景中的可再生能源与负荷功率数据由云 南某地实际数据经k-means聚类得到。

4.1 IEEE RTS-24节点系统算例

本节利用改进的 IEEE RTS-24 节点系统进行算 例仿真。假设在未来某规划水平年, IEEE RTS-24 节点系统内的负荷、电源、变压器容量均增加到现值 的3倍,系统单条线路容量不变,节点13、22处共接 入光伏发电与风力发电3300 MW,可再生能源渗透 率为30.4%,节点12、17为灵活性电源建设备选节 点,系统中共有29条输电走廊可扩建。改进系统的 参数及典型规划场景如附录B表B1、B2和图B1所 示。规划结果的Pareto前沿如附录B图B2所示,由 图可见,随着年总成本 C_{total} (主要是建设成本)的增 加,电源、电网灵活性指标 $F_{\text{flexpower}}$ 、 $F_{\text{flexpower}}$ 均逐渐下降, 系统灵活性增强。本文认为灵活性指标与经济性指 标同等重要, C_{total} 、 $F_{flexnover}$ 、 $F_{flexnet}$ 的模糊隶属度权重分 别设置为0.50、0.25、0.25,根据模糊隶属度函数得到 源网联合灵活性规划方案。为了对比,本文也进行了 计及可再生能源弃用与切负荷惩罚成本的经济性源 网规划以及线路灵活性规划,规划方案具体设置为:

1)Case A,本文所提灵活性规划方案,以经济性 指标 C_{total} 、电源灵活性指标 $F_{\text{flexpower}}$ 、电网灵活性指标 $F_{\text{flexpower}}$ 为优化目标进行源网联合规划;

2)Case B,经济性规划方案,考虑等效年建设维 护成本 C_{con} 与年运行成本 C_{oper} ,以 C_{total} 最优为目标进 行源网规划建设;

3)Case C,线路规划方案,不考虑灵活性电源建设,并优化电网灵活性指标 $F_{flexnet}$ 。

上述3种规划方案在典型场景下的仿真结果如 表1所示。规划方案详细规划结果与各时刻的源网 灵活性指标分别如附录B表B3和图B1所示。

表1 IEEE RTS-24节点系统规划方案仿真结果对比

Table 1 Comparison of simulative results among									
planning schemes for IEEE RTS 24-bus system									
方案	电源 灵活性 指标	电网 灵活性 指标	年总 成本 / \$	年建设 成本 / \$	年惩罚 成本 / \$				
Case A	0.5643	0.6858	8.4098×10^{8}	2.62×10^{7}	0				
Case B	0.6111	0.7509	8.3774×10^{8}	2.05×10^{7}	0				
Case C	_	0.6200	8.7281×10^{8}	1.46×10^{7}	1.8×10^{7}				

由表1可知:Case A的电源、电网灵活性指标相 比Case B均有所降低,这说明Case A增强了电力系 统的灵活性;由于Case B的优化目标中计及了可再 生能源弃用惩罚成本,因此同样增强了系统的可再 生能源弃用与切负荷现象,此外,由于Case B仅计 及经济性目标,因此,年建设成本比Case A降低 21.8%,经济性优于Case A;虽然在3种方案中Case C 具有最好的电网灵活性,但由于忽略了电源灵活性, 因此该方案存在较为严重的风光弃用现象,这说明 源网不匹配建设会造成可再生能源的消纳问题。由 附录B图B1可知,由于Case B的优化目标中未考虑 灵活性指标的影响,因此规划模型缺少对系统响 应不确定事件能力的度量,为取得经济性最优,将导 致规划方案为应对不确定事件留存的裕度较小。

为验证各规划方案对可再生能源和负荷随机波 动的响应及平复能力,本文以附录B图B3中典型规 划场景1的数据为基准值,考虑预测误差,设置负荷 功率在±5%的范围内随机波动,可再生能源出力在 ±15%的范围内随机波动,采用蒙特卡罗法抽样产 生10个随机场景进行1a的运行模拟,各方案运行 结果如表2所示,随机场景如附录B图B4(a)所示。 再将负荷功率以及可再生能源出力波动范围扩大 1倍,重新生成10个随机场景进行1a的运行模拟, 各方案运行结果如表2所示,随机场景如附录B图 B4(b)所示,2种方案在各单一随机场景下运行1a 的年惩罚成本如图4所示。

表2 IEEE RTS-24节点系统方案随机模拟结果 Table 2 Random simulative results of schemes for IEEE RTS 24-bus system

波动范围	方案	平均年 总成本 / \$	平均年可 再生能源 弃用惩罚 成本/\$	平均年切 负荷惩罚 成本 / \$
负荷功率±5%,可再	Case A	6.3676×108	6.30×10 ⁴	0
生能源出力±15%	Case B	6.3552×108	1.34×10 ⁵	2.30×10 ⁶
负荷功率±10%,可再	Case A	6.5098×108	2.69×10 ⁵	1.13×10 ⁶
生能源出力±30%	Case B	6.5401×108	7.11×10 ⁵	7.01×10^{6}
田	5 5 场景 可再生 能 罚 成本 □ Case	 \$ 5×10 ★ 4×10 ○ 非 4×10 ○ 第 ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○	7 7 7 7 9 5 场责 (b)年 惩罚兵	10 景 切负荷 成本



由表2可知:当负荷功率与可在生能源出力波 动范围分别不超过平均相对预测误差 $E_{rex}E_{load}$ 时, Case A 仅存在较轻的可再生能源弃用现象,并且不 存在切负荷现象,而为取得经济性最优,Case B 为 应对不确定事件留存的裕度较小,因此存在较严重 的可在生能源弃用与切负荷现象;当负荷功率与可 再生能源出力波动范围分别超过 $E_{rex}E_{load}$ 时,Case A 无法实现可再生能源的完全消纳,但相较于Case B, 其仍可降低62.2%的可再生能源弃用与83.9%的切 负荷功率,有效提升了系统运行的经济性与供电可 靠性,实际上,由于Case B仅以经济性最优为目标, 难以控制留存的裕度,因此可能仅在作为输入的附 录 B图 B3 典型场景下最优,在运行场景改变后,优 化指标就可能发生劣化,而Case A将灵活性作为寻 优目标,平衡了经济性与灵活性之间的关系,因此有 效保证了系统在各种场景下的经济、稳定运行。

4.2 IEEE 118节点系统算例

为验证所提规划方法在复杂系统中的应用效 果,本节对改进的IEEE 118节点系统进行算例仿真。 系统可再生能源总装机容量为4037.2 MW,渗透率为 40.5%,系统参数如附录C图C1和表C1—C4所示。

本节设置2种规划方案:Case 1,本文所提灵活 性规划方案,以经济性指标 C_{total}、电源灵活性指标 F_{flexpower}、电网灵活性指标 F_{flexnet}为优化目标,对 IEEE 118节点系统进行规划;Case 2,经济性规划方案,以 C_{total}最优为目标,对 IEEE 118节点系统进行规划。 在附录C图C1中典型规划场景下2种方案的仿真结 果如表3所示,详细规划结果如附录C表C5所示。

表3 IEEE 118节点系统规划方案仿真结果对比

Table 3 Comparison of simulative results of planning schemes for IEEE 118-bus system

方案	电源 灵活性 指标	电网 灵活性 指标	年总 成本 / \$	年建设 成本 / \$	年惩罚 成本 / \$
Case 1	0.7143	0.4874	8.1047×10^{8}	7.50×10^{7}	0
Case 2	0.7485	0.5189	8.0351×10^{8}	6.11×10 ⁷	0

由表3可知:由于Case 2将惩罚成本纳入经济性 优化目标中,因此可保证系统在典型规划场景下有 较好的可再生能源消纳能力;相较于Case 2,Case 1 的年建设成本更高,但该方案有更好的电源、电网灵 活性指标,从而增强了系统在负荷、可再生能源不确 定性波动时的源荷平衡能力与潮流调度能力。

文献[16]提出,可利用系统负载均匀性衡量电 网灵活性,其将输电线路负载率标准差作为电网灵 活性指标。为验证本文所提电网灵活性指标的有效 性,计算得到Case 1与Case 2在附录C图C1中典型 规划场景下的线路负载率标准差,如图5所示。



图 5 规划方案线路负载均匀性指标



由图5可知,虽然本文所提规划模型并未对线

路负载率标准差进行针对性优化,但Case 1的线路 负载均匀性仍优于Case 2,这是由于本文将线路负 载率波动剧烈程度作为线路灵活性权重代入灵活性 指标计算中,因此规划模型可有效降低部分重要线 路的负载率波动,并提升电网负载率的均匀程度,从 而增强网络结构对不确定因素的承受能力,降低发 生大规模连锁故障的概率^[16]。

此外,为验证2种方案对源荷功率随机波动的 响应能力,以附录C图C1中典型规划场景1的数据 为基准值,设置负荷功率在±5%范围内随机波动, 可再生能源出力在±15%范围内随机波动,产生10 个随机场景进行1a的运行模拟;再将负荷功率以及 可再生能源出力波动范围增大1倍,重新生成10个 随机场景进行1a的运行模拟,所得结果如表4所 示,随机场景如附录C图C2所示。

表4 IEEE 118节点系统方案随机模拟结果

Table 4 Random simulative results of schemes for IEEE 118-bus system

波动范围	方案	平均年 总成本 / \$	平均年可 再生能源 弃用惩罚 成本/\$	平均年切 负荷惩罚 成本/\$
负荷功率±5%,可再	Case 1	8.0030×10 ⁸	3.13×10 ⁵	0
生能源出力±15%	Case 2	7.9325×10 ⁸	7.79×10 ⁵	0
负荷功率±10%,可再	Case 1	8.0575×10^{8}	7.12×10 ⁶	0
生能源出力±30%	Case 2	8.0613×10^{8}	1.07×10^{7}	1.87×10^{6}

由表4可知:相较于Case 2,Case 1能更好地应 对不确定性功率波动,保障系统经济、可靠运行;在 负荷功率波动范围为±10%、可再生能源出力波动 范围为±30%的随机场景运行模拟中,相较于Case 2,Case 1减少了33.5%的可再生能源弃用,不存在 切负荷现象,共计降低了43.4%的系统惩罚成本。

综上所述,本文所提考虑灵活性的源网联合规 划方法,通过多目标协同寻优,合理且经济地提升了 系统源网灵活性,增强了系统的可再生能源消纳能 力,在负荷与可再生能源具有较大的不确定性时,能 够有效降低功率波动对系统的不利影响。

5 结论

在大规模可再生能源并网的背景下,电力系统 对灵活性的需求愈发迫切。本文构建了考虑灵活性 与经济性的源网联合多目标规划模型,相较于传统 电源或电网单属性决策变量、单一经济性目标的规 划模型,本文模型有效实现了规划方案经济性与灵 活性、电源与电网间的协同优化,主要结论为:

1)从功率平衡与传输的不同角度实现了对电源、电网灵活性的定量评估,可防止因调峰能力不足或线路阻塞造成的可再生能源弃用及切负荷问题出现,增强了系统的可再生能源消纳能力;

2)模型实现了电源与电网的统筹建设,有效提升

了系统源网灵活性,保证了系统具有充裕的灵活调节 功率以及较高的潮流调度能力和线路负载均匀度;

3)相较于经济性规划方法,本文所提方法实现 了规划方案灵活性与经济性的协同寻优,所得规划 方案既不会因过于保守而导致经济性变差,也不会 为达到成本最小化而导致系统运行风险无法控制, 保障了系统在各类不确定性灵活性需求下的经济、 可靠运行。

需指出的是,目前储能设备、需求响应等也已成 为输电网灵活性的重要供给方式,后续笔者将继续研 究规划中各类灵活性资源的充分发掘与高效利用方 法,为高比例可再生能源电力系统的建设提供参考。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] HUANG H Y, ZHOU M, ZHANG S Y, et al. Exploiting the operational flexibility of wind integrated hybrid AC / DC power systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1):818-826.
- [2] 赵书强,索璕,马燕峰. 高比例可再生能源的多点容量规划方法[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):8-18.
 ZHAO Shuqiang,SUO Xun,MA Yanfeng. Multi-point capacity planning method for high proportion of renewable energy[J].
 Electric Power Automation Equipment,2020,40(5):8-18.
- [3] 鞠平,王冲,辛焕海,等. 电力系统的柔性、弹性与韧性研究
 [J]. 电力自动化设备,2019,39(11):1-7.
 JU Ping, WANG Chong, XIN Huanhai, et al. Flexibility, resilience and toughness of power system[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(11):1-7.
- [4] LANNOYE E, FLYNN D, O'MALLEY M. Evaluation of power system flexibility [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012,27(2):922-931.
- [5] ZHAO J Y, ZHENG T X, LITVINOV E. A unified framework for defining and measuring flexibility in power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1): 339-347.
- [6] LU Z X, LI H B, QIAO Y. Probabilistic flexibility evaluation for power system planning considering its association with renewable power curtailment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 3285-3295.
- [7] 柳璐,程浩忠,吴耀武,等.面向高比例可再生能源的输电网规 划方法研究进展与展望[J].电力系统自动化,2021,45(13): 176-183.

LIU Lu, CHENG Haozhong, WU Yaowu, et al. Research progress and prospects of transmission expansion planning method for high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(13): 176-183.

- [8] AGHAEI J, AMJADY N, BAHARVANDI A, et al. Generation and transmission expansion planning: MILP-based probabilistic model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1592-1601.
- [9] 宋福龙,吴洲洋,张艳,等. 大规模风电下基于模糊场景聚类的 网-储协调规划方法[J]. 电力自动化设备,2018,38(2):74-80.
 SONG Fulong, WU Zhouyang, ZHANG Yan, et al. Fuzzy scene clustering based grid-energy storage coordinated planning method with large-scale wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(2):74-80.
- [10] 田坤鹏,孙伟卿,韩冬,等. 满足非水可再生能源发电量占比目

100

标的"源-网-储"协调规划[J]. 电力自动化设备,2021,41(1): 98-108.

TIAN Kunpeng, SUN Weiqing, HAN Dong, et al. Coordinated planning of "generation-grid-storage" to satisfy proportion target of non-hydro renewable energy generation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(1):98-108.

- [11] YI W F, ZHANG Y W, ZHAO Z B, et al. Multiobjective robust scheduling for smart distribution grids:considering renewable energy and demand response uncertainty[J]. IEEE Access, 2018, 6:45715-45724.
- [12] NOSAIR H, BOUFFARD F. Flexibility envelopes for power system operational planning[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(3):800-809.
- [13] GARÐARSDÓTTIR S Ó, GÖRANSSON L, NORMANN F, et al. Improving the flexibility of coal-fired power generators: impact on the composition of a cost-optimal electricity system [J]. Applied Energy, 2018, 209:277-289.
- [14] 张勇军,徐涛,许亮,等. 计及输电灵活性期望代价的多目标电 网协调最优规划[J]. 电力系统自动化,2010,34(24):31-35.
 ZHANG Yongjun,XU Tao,XU Liang,et al. Multi-objective optimal coordinated transmission expansion planning considering flexibility expected expense[J]. Automation of Electric Power Systems,2010,34(24):31-35.
- [15] 杨修宇,穆钢,柴国峰,等.考虑灵活性供需平衡的源-储-网 一体化规划方法[J]. 电网技术,2020,44(9):3238-3246. YANG Xiuyu, MU Gang, CHAI Guofeng, et al. Source-storagegrid integrated planning considering flexible supply-demand balance[J]. Power System Technology,2020,44(9):3238-3246.
- [16] 刘万字,李华强,张弘历,等.考虑灵活性供需平衡的输电网扩展规划[J].电力系统自动化,2018,42(5):56-63.
 LIU Wanyu, LI Huaqiang, ZHANG Hongli, et al. Expansion planning of transmission grid based on coordination of flexible
- planning of transmission grid based on coordination of flexible power supply and demand [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(5):56-63.
- [17] 鲁宗相,李海波,乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性

规划及挑战[J]. 电力系统自动化,2016,40(13):147-158. LU Zongxiang,LI Haibo,QIAO Ying. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems,2016, 40(13):147-158.

- [18] 王雁凌,吴梦凯. 经济新常态下基于偏最小二乘回归的中长期 负荷预测模型[J]. 电力自动化设备,2018,38(3):133-139.
 WANG Yanling, WU Mengkai. Medium and long term load forecasting model based on partial least-square regression under new normal economy[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(3):133-139.
- [19] 朱志键,王杰.基于改进NSGA-Ⅱ的电力系统动态环境经济调度[J].电力自动化设备,2017,37(2):176-183. ZHU Zhijian, WANG Jie. Dynamic economic emission dispatch based on modified NSGA-Ⅱ for power system[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(2):176-183.
- [20] 蒋勇,李宏,焦永昌.改进NSGA-II终止判断准则[J]. 计算机 仿真,2009,26(2):196-200.
 JIANG Yong, LI Hong, JIAO Yongchang. A new termination criterion of NSGA-II[J]. Computer Simulation, 2009, 26(2):

作者简介:

196-200.



陈占鹏(1996—),男,博士研究生,主 要研究方向为可再生能源电力系统规划与 运行(**E-mail**:zhanpengchenu@163.com);

胡 炎(1975—),男,副研究员,博士, 主要研究方向为电力系统规划与分析 (**E-mail**:yanhu@sjtu.edu.cn);

部能灵(1972—),男,教授,博士,通信 作者,主要研究方向为综合能源系统运行与 优化等(E-mail:nltai@sjtu.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

Source-grid joint planning of renewable energy power system considering flexibility and economy

CHEN Zhanpeng¹, HU Yan¹, TAI Nengling¹, TANG Xiangying¹, LI Lingfang²

(1. Key Laboratory of Power Transmission and Power Conversion Control, Ministry of Education,

Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

2. Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650011, China)

Abstract: The traditional economic planning method cannot reflect the system flexibility, so it is difficult to meet the planning demand of high proportion renewable energy power system, for which, a multi-objective source-grid joint planning method considering the flexibility and economy is proposed. The flexibility demands of both the source and load sides are analyzed, and quantitative evaluation of power source flexibility and power grid flexibility are realized from two aspects of power balance and power transmission. On this basis, comprehensively considering two flexibility resources of power source and line, a bi-layer joint planning model considering the flexibility and economy is established. The upper layer is multi-objective optimization decision making of planning scheme, which realizes coordinated optimization of source-grid flexibility and economy, the lower layer is multi-scenario operation simulation, which quantitatively evaluates the flexibility and economy of planning schemes. The case results of IEEE RTS 24-bus system and IEEE 118-bus system verify that the proposed planning method can effectively respond and smooth the uncertain power fluctuation of renewable energy power source and load, and improve the system flexibility and consumption capacity of renewable energy.

Key words: power system planning; flexibility; economy; joint planning; renewable energy power system

附录A:



图 A1 规划模型结构图

Fig.A1 Structure of planning model

定义 Pareto 解集内第 m 个解中的第 n 个目标函数的隶属度 u_m^n 为:

$$u_{m}^{n} = \begin{cases} 1 & f_{m}^{n} = f_{\min}^{n} \\ \frac{f_{\max}^{n} - f_{m}^{n}}{f_{\max}^{n} - f_{\min}^{n}} & f_{\min}^{n} < f_{m}^{n} < f_{\max}^{n} \\ 0 & f_{m}^{n} = f_{\max}^{n} \end{cases}$$
(A1)

式中: f_m^n 为第 m 个解中的第 n 个目标函数的取值; f_{max}^n 、 f_{min}^n 分别为 Pareto 解集内第 n 个目标函数的最大、最小取值。

根据各个目标函数的隶属度计算结果,定义第 m 个解的多目标隶属度加权值 U_m为:

$$U_{m} = \frac{\sum_{n=1}^{N_{f}} \alpha_{n} u_{m}^{n}}{\sum_{m=1}^{N_{f}} \sum_{n=1}^{N_{f}} \alpha_{n} u_{m}^{n}}$$
(A2)

式中: α_n 为第 n个目标函数的权重; N_f 为目标函数个数; N_m 为 Pareto 最优解个数。

第m个解的多目标隶属度加权值 U_m 称为解m的满意度,比较 Pareto 解集内每个解的满意度, U_m 最大值所对应的解即为最终优化解。

附录 B 改进的 IEEE RTS-24 节点系统参数

各节点最大负荷是原 IEEE RTS-24 节点系统各节点负荷的 3 倍,系统负荷共 8 550 MW。 IEEE RTS-24 节点系统中各条线路均可扩建,线路建设成本为 1.5×10⁵ \$/km。

谷口	-#* F	最大出	日 最小出 爬坡率/			成本系数				
编号	户点	力/MW	力/MW	$(MW \bullet h^{-1})$	$a_g / [\$ \cdot (\mathrm{MW}^2 \cdot \mathrm{h})^{-1}]$	$b_g / [\$ \cdot (MW \cdot h)^{-1}]$	$c_g / (\$ \bullet h^{-1})$			
G ₁	1	576	172.8	86.4	0.014 142	16.081 1	212.307 6			
G_2	2	576	172.8	86.4	0.014 142	16.081 1	212.307 6			
G ₃	7	900	270	135	0.007 170	11.849 5	832.757 5			
G_4	15	645	193.5	96.75	0.007 170	11.849 5	832.757 5			
G_5	16	465	139.5	69.75	0.008 342	12.388 3	382.239 1			
G_6	18	1 200	360	180	0.008 342	12.388 3	382.239 1			
G ₇	21	1 200	360	180	0.011 300	4.423 1	395.374 9			
G_8	23	1 980	594	297	0.011 300	4.423 1	395.374 9			
G ₉ (风电)	13	1 300	0	—	—	—	—			
G ₁₀ (光伏)	13	900	0	_	_	—	—			
G ₁₁ (风电)	22	1 100	0	—	_	_	_			

表 B1 IEEE RTS-24 节点系统机组运行参数 Table B1 Generator operation parameters of IEEE RTS 24-bus system

表 B2 IEEE RTS-24 节点系统灵活性电源参数

Table B2 Flexibility power source parameters of IEEE RTS 24-bus system

书占	机组频完容量/MW	ሞ抽索/(MW •b ⁻¹)	成本系数				
27 F	小LLL ty, L T 重/WW	New in)	$a_g / [\$ \bullet (\mathbf{MW}^2 \bullet \mathbf{h})^{-1}]$	$b_g / [\$ \bullet (MW \bullet h)^{-1}]$	$c_g / (\$ \bullet h^{-1})$		
12	100/200/300/400	0.6×额定容量	0.025	10	212.307 6		
17	100/200/300/400/500/600/700	0.6×额定容量	0.014	30	212.307 6		

注: 节点 12、17 的灵活性电源建设成本分别为 1.5×10⁵、5.0×10⁴ \$/MW。

规划方案在规划场景下各时刻的电源灵活性 *F*_{power}(*t*)与电网灵活性 *F*_{net}(*t*)如图 B1 所示。由图可以看出, 在各典型规划场景下, Case A 灵活性规划方案的电源灵活性始终优于 Case B 经济性规划方案,而除少数 时刻外, Case A 的电网灵活性也均优于 Case B。这说明虽然 Case A 的灵活性规划方案增加了建设成本, 但同时系统灵活性也获得了有效提升。

在规划场景 1 中,00:00—04:00, Case A 方案电源灵活性指标 $F_{power}(t) > 1$,系统灵活性需求大于灵活性供给。经分析发现,这主要是由于规划场景 1 是可再生能源出力峰期典型日,并且该时段是一天中负荷最低的时段,为保障可再生能源的消纳,各常规火电机组几乎均已达最小出力状态,无法提供下调节灵活性供给,因此造成由灵活性机组提供的下调节灵活性供给难以满足系统下调节灵活性需求。但除规划场景 1 外,Case A 在其他场景均能保障充裕的系统灵活性供应,而 Case B 在所有规划场景中均会出现电源灵活性不足的情况,这说明 Case B 为达到经济成本最小,规划方案存在难以响应源荷不确定功率波动的运行风险。此外,在规划场景 1 中,12:00—18:00, Case A 电网灵活性指标 $F_{net}(t)$ 高于 Case B,这主要是因为在 Case A 中部分线路灵活性权重系数高,即潮流波动剧烈的线路此时恰好处于高负载率状态,造成 Case A 电网灵活性指标升高,但从一天中的平均电网灵活性计算结果即 $F_{flexnet}$ 来看,依然是 Case A 灵活性规划方案更好。



Fig.B1 Calculative results of system flexibility at each moment



Fig.B2 Pareto optimal solution space

古安	抑制主宰	电源灵活性指	电网灵活	系统年	等效年建设	年运行	年惩罚	
刀杀	<i>所以1刀 来</i>	标	性指标	总成本/\$	成本/\$	成本/\$	成本/\$	
A	$l_{6-10}=1, l_{7-8}=3, l_{11-13}=1, l_{11-14}=1, l_{14-16}=2, l_{16-17}=2, l_{17-22}=1, G_{12}=300$ MW, $G_{17}=500$ MW	0.564 3	0.685 8	8.409 8×10 ⁸	2.624×10 ⁷	8.147 5×10 ⁸	0	
В	$l_{1-5}=1$, $l_{6-10}=1$, $l_{7-8}=2$, $l_{11-13}=1$, $l_{13-23}=1$, $l_{14-16}=1$, $l_{15-21}=1$, $l_{16-17}=1$, $l_{21-22}=1$, $G_{12}=200$ MW, $G_{17}=30$ 0MW	0.611 1	0.750 9	8.377 4×10 ⁸	2.045×10 ⁷	8.172 9×10 ⁸	0	
С	$l_{2-6}=1, l_{4-9}=1, l_{5-10}=1, l_{7-8}=3, \\ l_{11-13}=1, l_{12-23}=1, l_{14-16}=2, l_{15-16}=1, \\ l_{16-17}=1, l_{16-19}=1, l_{17-22}=1$	_	0.620 0	8.728 1×10 ⁸	1.462×10 ⁷	8.581 9×10 ⁸	1.762×10 ⁷	

表 B3 IEEE RTS-24 节点系统规划方案仿真结果对比

Table B3 Comparison of simulative results of IEEE RTS 24-bus system planning schemes

注: 16-10=1 表示在节点 6 与节点 10 之间新建 1 条输电线路, G12=300 MW 表示在节点 12 处新建 300 MW 灵活性电源。

定义电力系统可再生能源最大出力为各节点可再生能源装机容量与各场景再生能源出力标幺值的乘积,各节点负荷时序数据为节点负荷最大值与各场景负荷标幺值的乘积。可再生能源出力与负荷典型规划场景如图 B 3 所示,场景 1—3 出现概率分别为 0.3、0.4。





蒙特卡罗模拟随机场景:随机场景 1,负荷功率随机波动范围为±5%,可再生能源出力随机波动范围为±15%;随机场景 2,负荷功率随机波动范围为±10%,可再生能源出力随机波动范围为±30%



图 B4 随机运行场景

Fig.B4 Random operation scenarios

附录 C 改进的 IEEE 118 节点系统参数

可再生能源与负荷典型规划场景如图 C1 所示,场景 1、2 出现概率均为 0.5。相同类型的可再生能源 电源在各规划场景下具有相同的可再生能源出力标幺值。



图 Cl k-means 聚类典型规划场景

Fig.C1 Typical planning scenarios of k -means clustering

各节点最大负荷是原 IEEE 118 节点系统各节点负荷的 2 倍,其他参数不变,系统负荷共 8 484 MW。 改进的 IEEE 118 节点系统线路容量为 200 MW,其他参数不变,共 186 条线路。

	Table C1 Operation parameters of thermal power unit for IEEE 118-bus system											
节点	最大出 力/ MW	最小出 力/MW	爬坡率/ (MW•h ⁻¹)	节点	最大出 力/MW	最小出 力/ MW	爬坡率/ (MW•h ⁻¹)	节点	最大出 力/MW	最小出 力/ MW	爬坡率/ (MW•h ⁻¹)	
1	100	30	20	42	100	30	20	89	707	212.1	141.4	
4	100	30	20	49	304	91.2	60.8	90	100	30	20	
6	100	30	20	55	100	30	20	91	100	30	20	
8	100	30	20	56	100	30	20	92	100	30	20	
15	100	30	20	59	255	76.5	51	99	100	30	20	
18	100	30	20	62	100	30	20	100	352	105.6	70.4	
19	100	30	20	65	491	147.3	98.2	104	100	30	20	
24	100	30	20	70	100	30	20	105	100	30	20	
25	320	96	64	72	100	30	20	107	100	30	20	
27	100	30	20	73	100	30	20	110	100	30	20	
32	100	30	20	74	100	30	20	112	100	30	20	
34	100	30	20	76	100	30	20	113	100	30	20	
36	100	30	20	77	100	30	20	116	100	30	20	
40	100	30	20	85	100	30	20					

表 C1 IEEE 118 节点系统火电机组运行参数

注: 成本系数 a_g =0.05 \$/(MW²•h), b_g =20 \$/(MW•h), c_g =0

表 C2 IEEE 118 节点系统可再生能源电源参数

 节点	装机容量/MW	电源类型	节点	装机容量/MW	电源类型	节点	装机容量/MW	电源类型	
 10	550	风电1	54	148	风电1	87	104	光伏 2	
12	185	风电1	61	260	风电 2	103	140	光伏 2	
26	414	风电1	66	492	风电 2	111	136	光伏 2	
31	107	光伏 1	69	805.2	风电 2				
46	119	光伏 1	80	577	风电2				

Table C2 Renewable energy power source parameters of IEEE 118-bus system

表 C3 IEEE 118 节点系统线路规划参数

Table C3 Line planning parameters of IEEE 118-bus system

线路编号	首末节点	线路编号	首末节点	线路编号	首末节点	线路编号	首末节点
1	1-2	10	26-30	19	59-63	28	69-70
2	3-12	11	27-115	20	60-61	29	75-118
3	5-8	12	30-38	21	62-66	30	76-118
4	8-9	13	32-114	22	63-64	31	100-103
5	8-30	14	37-38	23	64-65	32	101-102
6	9-10	15	37-39	24	65-68	33	105-108
7	12-117	16	37-40	25	68-69	34	108-109
8	17-30	17	38-65	26	68-81	35	109-110
9	19-34	18	49-66	27	68-116	36	114-115

注: 线路建设成本为 1.5×10^5 \$/km, 线路长度为 10 km, 均可扩建至 4 条线路。

表 C4 IEEE 118 节点系统灵活性电源规划参数

Table C4 Flexibility power source planning parameters of IEEE 118-bus system

世上	扣相獨宣容是AMW	爬坡率/	灵活性电源建设成	成本系数			
見り	机组砌走谷里/MW	$(MW \bullet h^{-1})$	本/(\$•MW ⁻¹)	$a_g / [\$ \bullet (MW^2 \bullet h)^{-1}]$	$b_g / [\$ \cdot (MW \cdot h)^{-1}]$	$c_g / (\$ \cdot h^{-1})$	
8	100/200/300/400/500	0.6×额定容量	1.5×10 ⁵	0.03	15	0	
27	100/200/300/400/500	0.6×额定容量	3.0×10 ⁵	0.03	5	0	
55	100/200/300/400/500	0.6×额定容量	1.5×10 ⁵	0.03	15	0	
70	100/200/300/400/500	0.6×额定容量	3.0×10 ⁵	0.03	5	0	
85	100/200/300/400/500	0.6×额定容量	1.5×10 ⁵	0.03	15	0	
110	100/200/300/400/500	0.6×额定容量	3.0×10 ⁵	0.03	5	0	

方案	规划方案	电源灵活性 指标	电网灵活 性指标	系统年总成 本/\$	等效年建设 成本/\$	年运行成本 /\$	年惩罚成 本/\$
Case 1	$l_{5\cdot8}=2, \ l_{8\cdot9}=2, \ l_{9\cdot10}=2, \ l_{26\cdot30}=1, \ l_{30\cdot38}=1, \ l_{37\cdot38}=1, \\ l_{59\cdot63}=2, \ l_{60\cdot61}=1, \ l_{63\cdot64}=2, \ l_{64\cdot65}=2, \ l_{65\cdot68}=2, \\ l_{68\cdot69}=2, \ l_{68\cdot116}=1, \ l_{105\cdot108}=2, \ l_{108\cdot109}=2, \ l_{109\cdot110}=1, \\ G_8=100MW, \ G_{27}=300MW, \ G_{55}=200MW, \\ G_{70}=200MW, \ G_{85}=200MW, \ G_{110}=200MW$	0.714 3	0.487 4	8.104 7×10 ⁸	7.500×10 ⁷	7.345 7×10 ⁸	0
Case 2	$\begin{split} l_{5.8}=1, \ l_{8.9}=2, \ l_{9.10}=2, \ l_{26.30}=1, \ l_{30.38}=2, \ l_{37.38}=1, \\ l_{59.63}=1, \ l_{63.64}=1, \ l_{64.65}=1, \ l_{65.68}=1, \ l_{68.69}=2, \\ l_{68.116}=1, \ G_8=100\text{MW}, \ G_{27}=200\text{MW}, \\ G_{55}=200\text{MW}, \ G_{70}=200\text{MW}, \ G_{85}=100\text{MW}, \\ G_{110}=200\text{MW} \end{split}$	0.748 5	0.5189	8.035 1×10 ⁸	6.111×10 ⁷	7.424 0×10 ⁸	0

表 C5 规划方案仿真结果对比

Table C5 Comparison simulative results between planning schemes

注: 15.8=2 表示在节点 5 与节点 8 之间新建 2 条输电线路, G8=100 MW 表示在节点 8 处新建 100 MW 灵活性电源。

蒙特卡罗模拟随机场景:随机场景 3,负荷功率随机波动区间为±5%,可再生能源出力随机波动区间为±15%;随机场景 4,负荷功率随机波动区间为±10%,可再生能源出力随机波动区间为±30%。



图 C2 随机运行场景

Fig.C2 Random operation scenarios