

满足非水可再生能源发电量占比目标的 “源-网-储”协调规划

田坤鹏¹, 孙伟卿², 韩冬², 杨策¹, 张巍²

(1. 上海理工大学 控制科学与工程系, 上海 200093; 2. 上海理工大学 电气工程系, 上海 200093)

摘要:“源-网-储”协调规划是提高非水可再生能源发电量占比的关键技术之一。计及非水可再生能源和负荷的时序特征,提出了基于时序生产模拟的“源-网-储”协调规划方法。在静态规划的基础上,考虑电源、网架和储能的动态运行特征,将非水可再生能源发电量占比作为约束条件以提高模型的适用性。采用多面体集合刻画非水可再生能源和负荷的不确定性,建立满足非水可再生能源发电量占比目标的两阶段鲁棒优化模型,并引入不确定性调节参数以降低决策方案的保守性。通过强对偶理论和大M法将难以直接求解的min-max-min问题转化为双层规划问题,并采用列和约束生成算法求解得到非水可再生能源和储能的多点布局方案以及线路扩展方案。以IEEE 118节点系统为算例,分析了非水可再生能源消纳目标及不确定性对规划方案的影响,结果验证了所提方法的有效性。

关键词:非水可再生能源;时序生产模拟;协调规划;两阶段鲁棒优化;列和约束生成算法

中图分类号:TM 715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202012015

0 引言

随着电力系统中可再生能源渗透率的增加,可再生能源高比例化成为未来电力系统的发展趋势与重要特征^[1]。为了促进可再生能源的开发与利用,国家能源局发布的文件《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》明确了各省市非水可再生能源电力消纳量比重指标及其核算方法。因此,研究计及非水可再生能源发电量占比目标(下文简称为“配额指标”)的电力系统规划与运行方法具有重要的意义。

“源-网-储”协调规划是提高可再生能源利用率、保障电网完成配额指标的关键^[2]。电源扩展规划^[3-4]用于提高可再生能源渗透率和发电量,输电网扩展规划^[5-6]用于提高电网的输电能力以适应负荷和可再生能源容量的增长,而储能扩展规划^[7-9]在应对不确定性和减缓输电线路阻塞等方面的效果显著,可见三者发挥的作用各不相同。文献[3]总结了电源扩展规划的发展历程,指出了未来的研究应侧重于以风电和光伏为代表的非水可再生能源。文献[4]考虑风速、辐射强度、负荷需求的不确定性,建立了市场环境下主动配电网中风电和光伏的多点布局规划模型。文献[5]针对可再生能源与负荷中心逆向分布的问题,在完全竞争市场环境下建立了高压直流电网的扩展规划模型,但忽略了区域内部网架约束对电网规划的影响。

在联合规划方面,文献[6]考虑传统机组燃料运输与线路潮流约束,建立了可再生能源与输电网的联合规划模型,为垂直一体化电力系统的能源结构转型提供了新思路,但该模型未计及可再生能源的不确定性;文献[7]提出了改进的列和约束生成C&CG(Column and Constraint Generation)算法,用于求解储能和输电网的协调规划模型,但未考虑可再生能源和配额指标对规划方案的影响;文献[8]考虑峰值负荷功率和可用发电能力在长期和短期内的不确定性,建立了3层自适应鲁棒模型以解决输电网和储能系统的协调规划问题,但未考虑传统电源的调峰特性;文献[9]研究了孤岛系统中分布式电源和配电网的协调规划,考虑需求响应和储能的作用,基于随机规划理论建立了以净社会福利最大为目标的规划模型。现有研究存在以下两方面问题:①在协调规划方面,投资规划与配额指标的结合不够紧密,未充分考虑电源、网架和储能的资源互补优势,迫切需要适用于各区域电网的协调规划框架;②在数学模型方面,处理不确定性的方法仍以随机规划为主,但随机变量的概率分布难以获得,且基于场景的随机规划方法的计算量较大。综上所述,在考虑电力系统不确定性及动态经济调度模型的基础上,研究以配额指标为导向的电力系统协调规划问题具有重要的意义。

可再生能源消纳是涉及电网规划与运行的系统问题,规划方案的合理性是保证电网经济运行、完成非水可再生能源配额指标的前提。本文从电网规划与运行的角度,考虑电力系统中资源的互补优势,提出了基于两阶段鲁棒优化理论的协调规划框架,可

收稿日期:2020-05-20;修回日期:2020-10-26

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777126)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777126)

服务于配额制背景下各区域电网的投资决策。该框架在静态规划的基础上考虑可再生能源和负荷的不确定性,计及电源、网架、储能的动态运行约束,提出了满足配额指标的两阶段可调鲁棒优化模型。通过理论推导将其转化为可用商业软件求解的混合整数线性规划(MILP)问题,采用C&CG算法求解得到完成配额指标所需可再生能源和储能的多点布局方案及输电网扩展方案。以IEEE 118节点系统为算例,分析了配额指标和不确定性集合对规划方案的影响,验证了所提协调规划的优越性和含有调节参数的鲁棒优化方法的有效性。

1 协调规划需解决的关键问题

1.1 配额制背景下协调规划的必要性

在高比例可再生能源背景下,电网规划方案应兼顾可再生能源的发电量与削减量,在可承受的损失范围内寻找满足配额指标的最优规划方案,方案的合理性将直接影响电网对可再生能源的消纳能力。文献[10]提出将可再生能源消纳与电网规划相结合的理念,指出协调规划的关键在于权衡可再生能源消纳所带来的收益与所付出的成本。随着可再生能源发电技术的进步、绿色环保价值观念的推广,电网的配额指标将呈现多样性,即可再生能源消纳率、削减率的多样性。可再生能源消纳率是指系统中可再生能源利用电量占总负荷用电量的比值,可再生能源削减率是指可再生能源削减电量占可再生能源理论发电量的比值。

在国家政策的推动下,以风电、光伏为代表的非水可再生能源的渗透率逐渐增加,为了提高风电、光伏利用效率,需协调电源、网架、负荷、储能等多方面的资源。传统的电源和输电网的扩展规划是以负荷预测为基础的,该模式在高比例可再生能源背景下难以适用。风电、光伏具有不确定性、反调峰特性,使得电力系统的不确定性增强,而储能在应对不确定性及减少可再生能源功率削减等方面具有重要的作用而被广泛关注^[11]。

1.2 不确定性对电网规划的影响机理

可再生能源消纳上限取决于电网的规划方案,而实际消纳电量受限于电网的运行调度水平。在电网运行层面,可再生能源的出力曲线和负荷需求曲线是制定调度计划的基础。由于可再生能源和负荷具有不确定性,准确预测较长时间尺度下的可再生能源发电功率和负荷需求曲线较困难。以风电为例,在可接受的置信水平下,风电的预测功率曲线将被拓展为功率区间带,置信水平正比于区间宽度^[12]。假设风电期望消纳率为 I_a ,可接受风电削减率指标为 I_c ,则所需风电装机容量应满足:

$$\begin{cases} E_{a,w} = I_a E_d \\ 0 \leq \frac{C_w E_w - E_{a,w}}{C_w E_w} \leq I_c \end{cases} \quad (1)$$

其中, $E_{a,w}$ 为风电期望消纳电量; E_d 为总负荷用电量; C_w 为风电装机容量; E_w 为单位风电装机容量的预测发电量。进一步得到风电装机容量 C_w 应满足:

$$\frac{E_{a,w}}{E_w} \leq C_w \leq \frac{E_{a,w}}{E_w (1 - I_c)} \quad (2)$$

由式(2)可得,当风电期望消纳率与可接受风电削减率指标确定时,所需风电装机容量与 E_w 成反比,与 E_d 成正比。因此,单位可再生能源装机容量的发电量越少,完成消配额指标所需装机容量越大;而负荷需求量越大,所需可再生能源装机容量越大。考虑到可再生能源发电和负荷需求的不确定性,协调系统的规划与运行能够以经济方式实现可再生能源的消纳目标。

2 “源-网-储”协调规划模型

本文在静态规划的基础上,提出了面向可再生能源消纳的协调规划模型,将非水可再生能源消纳率与削减率作为约束条件,以提高模型在不同时期的适应性。考虑到可再生能源及负荷具有较强的时序特征,采用时序生产模拟仿真系统的动态运行^[13]。

2.1 目标函数

以最小化系统扩建成本和运行成本为目标函数,如式(3)所示,其中扩建成本进行了全寿命周期折算。

$$\min \{ C_{B,es} + C_{B,w} + C_{B,pv} + C_{B,line} + C_{O,g} + C_{P,d} \} \quad (3)$$

其中, $C_{B,es}$ 、 $C_{B,w}$ 、 $C_{B,pv}$ 、 $C_{B,line}$ 分别为储能、风电、光伏、线路的扩建成本, $C_{B,es}$ 的计算公式如式(4)所示, $C_{B,w}$ 、 $C_{B,pv}$ 、 $C_{B,line}$ 的计算方法类似,不再赘述; $C_{O,g}$ 为火电机组的运行成本,如式(5)所示; $C_{P,d}$ 为切负荷惩罚成本,如式(6)所示。

$$C_{B,es} = \sum_{i=1}^N \frac{r(1+r)^{Y_{es}}}{(1+r)^{Y_{es}} - 1} \lambda_{B,es} n_{es,i} \quad (4)$$

$$C_{O,g} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \lambda_g P_{g,i}^t \quad (5)$$

$$C_{P,d} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \lambda_{p,d} \Delta P_{d,i}^t \quad (6)$$

其中, r 为贴现率; Y_{es} 为储能的运行寿命; $\lambda_{B,es}$ 为储能的成本系数; $n_{es,i}$ 为节点 i 处新建储能单元的数量; N 为待选节点的数量; T 为调度周期; λ_g 为火电机组的发电成本系数; $P_{g,i}^t$ 为 t 时刻节点 i 处火电机组的发电功率; $\lambda_{p,d}$ 为切负荷惩罚成本系数; $\Delta P_{d,i}^t$ 为 t 时刻节点 i 处的切负荷功率。

2.2 约束条件

本文考虑的约束包括节点功率平衡约束、火电

机组的出力约束和爬坡约束、线路潮流约束、储能的功率和电量约束、非水可再生能源和传统机组的出力约束、非水可再生能源消纳率和削减率等运行约束,此外还包括投资决策约束,具体如下。

(1)节点功率平衡约束。

$$P_{g,i}^t + P_{w,i}^t + P_{pv,i}^t + P_{es,d,i}^t - P_{es,c,i}^t - \Delta P_{w,i}^t - \Delta P_{pv,i}^t - \sum_{l \in \Omega_L} P_{l,i}^t - \sum_{b \in \Omega_{L+}} P_{b,i}^t = P_{d,i}^t - \Delta P_{d,i}^t \quad (7)$$

其中, $P_{w,i}^t$ 、 $P_{pv,i}^t$ 、 $P_{es,d,i}^t$ 、 $P_{es,c,i}^t$ 和 $P_{d,i}^t$ 分别为 t 时刻节点 i 处风电机组发电功率、光伏发电功率、储能放电功率、储能充电功率和负荷功率; $\Delta P_{w,i}^t$ 、 $\Delta P_{pv,i}^t$ 分别为 t 时刻节点 i 处风电、光伏的削减功率; Ω_L 为已有线路集合; Ω_{L+} 为新建线路集合; $P_{l,i}^t$ 为与节点 i 相关的第 l 条已有线路在 t 时刻的传输功率; $P_{b,i}^t$ 为与节点 i 相关的第 b 条新建线路在 t 时刻的传输功率。

(2)火电机组的出力约束和爬坡约束。

$$\begin{cases} x_{g,i}^t P_{g,i,\min} \leq P_{g,i}^t \leq x_{g,i}^t P_{g,i,\max} \\ P_{g,i}^t - P_{g,i}^{t-1} \leq \Delta R_{g,i}^U x_{g,i}^{t-1} + P_{g,i,\min} (x_{g,i}^t - x_{g,i}^{t-1}) \\ P_{g,i}^{t-1} - P_{g,i}^t \leq \Delta R_{g,i}^D x_{g,i}^{t-1} + P_{g,i,\min} (x_{g,i}^{t-1} - x_{g,i}^t) \end{cases} \quad (8)$$

其中, $P_{g,i,\min}$ 、 $P_{g,i,\max}$ 分别为节点 i 处火电机组发电功率的下限、上限; $x_{g,i}^{t-1}$ 、 $x_{g,i}^t$ 分别为节点 i 处火电机组在 $t-1$ 、 t 时刻的运行状态,机组处于启动状态则取值为1,处于停运状态则取值为0; $\Delta R_{g,i}^U$ 、 $\Delta R_{g,i}^D$ 分别为节点 i 处火电机组的向上、向下爬坡能力。

(3)非水可再生能源出力约束。

$$P_{w,i}^t = n_{w,i} S_{s,w} P_{s,w,i}^t \quad (9)$$

$$P_{pv,i}^t = n_{pv,i} S_{s,pv} P_{s,pv,i}^t \quad (10)$$

其中, $n_{w,i}$ 为节点 i 处新建风电单元的数量; $S_{s,w}$ 为单个风电单元的容量; $P_{s,w,i}^t$ 为 t 时刻节点 i 处单位风电容量的预测功率; $n_{pv,i}$ 为节点 i 处新建光伏单元的数量; $S_{s,pv}$ 为单个光伏单元的容量; $P_{s,pv,i}^t$ 为 t 时刻节点 i 处单位光伏容量的预测功率。

(4)储能的功率和电量约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{es,d,i}^t \leq n_{es,i} S_{s,es}^p \\ 0 \leq P_{es,c,i}^t \leq n_{es,i} S_{s,es}^p \end{cases} \quad (11)$$

$$\begin{cases} 0 \leq E_{es,soc,i}^t \leq n_{es,i} S_{s,es}^e \\ E_{es,soc,i}^t = E_{es,soc,i}^{t-1} + (P_{es,c,i}^t \eta - P_{es,d,i}^t / \eta) \Delta t \end{cases} \quad (12)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (P_{es,c,i}^t \eta - P_{es,d,i}^t / \eta) \Delta t = 0 \quad (13)$$

其中, $n_{es,i}$ 为节点 i 处新建储能单元的数量; $S_{s,es}^p$ 为单个储能单元的充放电功率上限; $E_{es,soc,i}^{t-1}$ 、 $E_{es,soc,i}^t$ 分别为 $t-1$ 、 t 时刻节点 i 处储能的电量; $S_{s,es}^e$ 为单个储能单元的容量; η 为储能的充放电效率; Δt 为仿真时间间隔。式(13)表示在运行周期内储能的充放电电量之和为0。

(5)风电、光伏、负荷的削减功率约束。

$$\begin{cases} 0 \leq \Delta P_{w,i}^t \leq P_{w,i}^t \\ 0 \leq \Delta P_{pv,i}^t \leq P_{pv,i}^t \\ 0 \leq \Delta P_{d,i}^t \leq P_{d,i}^t \end{cases} \quad (14)$$

(6)线路传输功率约束。

$$\begin{cases} P_{l,i}^t = B_{ij} (\theta_i^t - \theta_j^t) \\ -P_{l,i,\max} \leq P_{l,i}^t \leq P_{l,i,\max} \end{cases} \quad (15)$$

$$\theta_{i,\min} \leq \theta_i^t \leq \theta_{i,\max} \quad (16)$$

其中, B_{ij} 为节点 i 与节点 j 间已有线路的电纳; θ_i^t 、 θ_j^t 分别为 t 时刻节点 i 、 j 的电压相角; $P_{l,i,\max}$ 为与节点 i 相关的第 l 条已有线路的传输功率上限; $\theta_{i,\min}$ 、 $\theta_{i,\max}$ 分别为节点 i 电压相角的下限、上限。

$$\begin{cases} |P_{b,i}^t - B_b (\theta_i^t - \theta_j^t)| \leq M_b (1 - x_b) \\ -x_b P_{b,\max} \leq P_{b,i}^t \leq x_b P_{b,\max} \end{cases} \quad (17)$$

其中, x_b 为第 b 条新建线路的0-1决策变量,若新建则取值为1,否则取值为0; M_b 为很大的正数^[14]; B_b 、 $P_{b,\max}$ 分别为第 b 条新建线路的电纳和最大传输功率。

(7)火电机组运行状态约束。

$$\begin{cases} x_{g,i}^{t-1} - x_{g,i}^t + y_{g,i}^t \geq 0 \\ x_{g,i}^t - x_{g,i}^{t-1} + z_{g,i}^t \geq 0 \end{cases} \quad (18)$$

其中, $y_{g,i}^t$ 和 $z_{g,i}^t$ 分别表示 t 时刻节点 i 处火电机组的开机状态(处于开机状态则取值为1,否则取值为0)和关机状态(处于关机状态则取值为1,否则取值为0)。火电机组的最小开机和关机时间约束见文献[15]。

(8)投资决策约束。

$$\begin{cases} n_{w,i,\min} \leq n_{w,i} \leq n_{w,i,\max} \\ n_{pv,i,\min} \leq n_{pv,i} \leq n_{pv,i,\max} \\ n_{es,i,\min} \leq n_{es,i} \leq n_{es,i,\max} \\ n_{\min} \leq \sum_{b \in \Omega_{L+}} x_b \leq n_{\max} \end{cases} \quad (19)$$

其中, $n_{w,i,\min}$ 、 $n_{pv,i,\min}$ 、 $n_{es,i,\min}$ 和 $n_{w,i,\max}$ 、 $n_{pv,i,\max}$ 、 $n_{es,i,\max}$ 分别为节点 i 处风电、光伏、储能单元接入数量的下限和上限; $n_{\min}$ 、 $n_{\max}$ 分别为扩建线路数量的下限、上限。

$$\sum_{i=1}^N n_{w,i} S_{s,w} = \mu \sum_{i=1}^N n_{pv,i} S_{s,pv} \quad (20)$$

其中, μ 为风电与光伏装机容量的比值,可根据地区发展政策进行设置,以合理开发可再生能源。

(9)非水可再生能源消纳率和削减率约束。

$$\begin{cases} P_{u,rg,i}^t = P_{w,i}^t - \Delta P_{w,i}^t + P_{pv,i}^t - \Delta P_{pv,i}^t \\ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T P_{u,rg,i}^t = R_{a,rg} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T P_{d,i}^t \end{cases} \quad (21)$$

其中, $P_{u,rg,i}^t$ 为 t 时刻节点 i 处非水可再生能源消纳功率; $R_{a,rg}$ 为非水可再生能源配额指标,即非水可再生能源发电量与总负荷电量的比值。

$$\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (\Delta P_{w,i}^t + \Delta P_{pv,i}^t) \leq R_{c,rg} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (P_{w,i}^t + P_{pv,i}^t) \quad (22)$$

其中, $R_{c,rg}$ 为非水可再生能源削减率目标,即弃风、弃光电量与非水可再生能源总发电量的比值。

$$\begin{cases} P_{s,w,i}^t = \hat{P}_{s,w,i}^t \\ P_{s,pv,i}^t = \hat{P}_{s,pv,i}^t \\ P_{d,i}^t = \hat{P}_{d,i}^t \end{cases} \quad (23)$$

其中, $\hat{P}_{s,w,i}^t$ 、 $\hat{P}_{s,pv,i}^t$ 分别为 t 时刻节点 i 处风电、光伏单位装机容量的预测功率; $\hat{P}_{d,i}^t$ 为 t 时刻节点 i 处的负荷预测功率。

上述协调规划模型可抽象为:

$$\begin{cases} \min_{X,Y} C'X + D'Y \\ \text{s.t.} \quad AX \geq B, \quad GY \geq H \\ \quad \quad MX + NY \geq L, \quad IY = \hat{U} \end{cases} \quad (24)$$

其中, X 、 Y 分别为第一阶段的离散变量和第二阶段的连续变量; C' 、 D' 为决策变量的系数矩阵; A 、 B 分别为约束式(18)一(20)的左手侧和右手侧系数矩阵; G 和 H 分别为约束式(7)、(13)一(16)、(21)、(22)的左手侧和右手侧系数矩阵; M 和 N 为规划与运行耦合约束式(8)一(12)、(17)的左手侧系数矩阵, L 为其右手侧系数矩阵; I 和 $\hat{U}$ 分别为式(23)的左手侧和右手侧系数矩阵。

3 考虑不确定性的两阶段鲁棒优化模型

3.1 不确定性建模

本文考虑可再生能源与负荷的不确定性,建立含有不确定性调节参数的多面体不确定集合^[16],以降低决策的保守性。以风电为例,其不确定集合如式(25)所示。

$$\begin{cases} P_{s,w}^t \in U(\alpha_w, \hat{P}_{s,w}^t), \alpha_w \geq 0 \\ U(\alpha_w, \hat{P}_{s,w}^t) = \{P_{s,w}^t \mid |P_{s,w}^t - \hat{P}_{s,w}^t| \leq \alpha_w \hat{P}_{s,w}^t\} \end{cases} \quad (25)$$

其中, $P_{s,w}^t$ 为 t 时刻风电的实际功率; $\hat{P}_{s,w}^t$ 为 t 时刻风电功率预测值; α_w 为风电不确定度,即预测误差; $U(\alpha_w, \hat{P}_{s,w}^t)$ 为风电功率预测区间。类似地,设定 $\hat{P}_{s,pv}^t$ 为 t 时刻光伏功率预测值, α_{pv} 为光伏不确定度,光伏功率 $P_{s,pv}^t$ 在预测区间内波动; $\hat{P}_{s,d}^t$ 为负荷功率预测值, α_d 为负荷不确定度,负荷功率 $P_{s,d}^t$ 在预测区间内波动。

考虑预测误差后,风电、光伏、负荷的时序曲线被扩展为区间,区间宽度与预测误差有关,预测误差越大,则规划方案的保守性越强。预测误差可设置为一个常数即平均预测误差,也可设置为随时间而逐渐变大的向量,预测误差的选取不影响模型的有效性。

3.2 两阶段鲁棒优化模型

本节提出了基于两阶段鲁棒优化的电力系统协调规划模型。在观测到不确定性信息之前,制定第一阶段决策;在观测到不确定信息之后,制定第二阶段决策。其中,第一阶段决策是在最坏场景下被制定的,具有鲁棒性,而第二阶段决策不具有鲁棒性。两阶段决策体现了不确定性信息的价值,其标准形式^[17]为:

$$\min_X \left\{ C'X + \max_{\xi \in U} \left\{ \min_{Y \in \Omega(X, \xi)} \{ D'Y \} \right\} \right\} \quad (26)$$

其中, ξ 为不确定变量,记 t 时刻的不确定变量为 $\xi^t = [P_{s,w}^t, P_{s,pv}^t, P_{s,d}^t]$; U 为不确定变量集合,如式(27)所示; $\Omega(X, \xi)$ 为 Y 的可行域,如式(28)所示。外层优化确定第一阶段的规划投资和启停决策变量 X ,内层优化确定第二阶段的运行决策变量 Y 。给定预测误差就可确定风电、光伏、负荷的功率波动范围。

$$U = \left\{ [P_{s,w}^t, P_{s,pv}^t, P_{s,d}^t] \mid P_{s,w}^t \in U(\alpha_w, \hat{P}_{s,w}^t), \right. \\ \left. P_{s,pv}^t \in U(\alpha_{pv}, \hat{P}_{s,pv}^t), P_{s,d}^t \in U(\alpha_d, \hat{P}_{s,d}^t) \right\} \quad (27)$$

$$\Omega(X, \xi) = \left\{ Y \mid GY \geq H, MX + NY \geq L, IY = \hat{U} \right\} \quad (28)$$

通过强对偶理论和大M法,将两阶段鲁棒优化模型中的内层 max-min 问题转化为单层的 MILP 问题,详细推导过程见附录A。然而该模型仍为难以直接求解的双层规划问题,本文将采用 C&CG 算法进行求解。

3.3 模型求解

C&CG 算法通过求解子问题生成割集并将其添加到主问题,以主、子问题交替求解的形式获取最优解。其中,子问题确定最坏场景和目标函数的上界,主问题确定目标函数的下界。C&CG 算法与 Benders 算法的区别在于:C&CG 算法在迭代过程中不断添加新的变量以获得更低的下界。文献[18]指出 C&CG 算法在求解过程中无需判断子问题是否可行,是一种处理可行割与最优割的统一方法,并从计算复杂度、求解效率等方面论证算法的优越性。本文的主问题如式(29)所示。

$$\begin{cases} \min_X C'X + \rho \\ \text{s.t.} \quad AX \geq B, \rho \geq D'Y^m, GY^m \geq H \\ \quad \quad MX + NY^m \geq L, IY^m = \hat{U}^m \end{cases} \quad (29)$$

其中, ρ 为辅助变量; m 为迭代次数。含 Y^m 的约束为子问题生成的割集;运行层作为子问题,由附录A中式(A7)构成,具体求解过程见文献[19]。

4 算例仿真

本文算例基于 MATLAB 2017b 仿真平台搭建,使用 YALMIP 建模调用 CPLEX 求解器,电脑硬件配置为 3.5 GHz Intel Xeon(R) Gold 6135M 处理器和

48 GB RAM。以改进的 IEEE 118 节点测试系统为例,其原始网架拓扑结构及数据见文献[20],每次计算耗时约为 10 min。模拟的时间尺度为 24 h,可再生能源及负荷的时序曲线见附录 B 中图 B1。

可再生能源消纳目标为 20%,可接受削减率为 5%;单位长度输电线路的成本为 300 万元/km,使用年限为 20 a;单位功率切负荷成本为 50 元/(kW·h);储能满功率充电小时数为 2 h,储能的充放电效率为 95%。待选风电、光伏、储能建设成本见附录 C 中表 C1。

4.1 协调规划方法的有效性

本节基于文献[14]中的随机优化理论验证本文所提协调规划对促进可再生能源消纳的重要意义。采用蒙特卡洛抽样生成 10 种基本场景,利用聚类算法将其缩减至 2 种场景,得到以下 3 种规划方案:方案 1 为“源-网-储”协调规划;方案 2 为“源-储”协调规划,限制新建线路;方案 3 为“源-网”协调规划,限制新建储能。规划结果如表 1 所示。表中,储能规划结果的 5(39)表示在节点 5 处规划新建 39 个储能单元,其他依此类推,后同。

3 种规划方案中可再生能源的装机总量分别为 2 790、2 850、2 820 MW,各规划方案的可再生能源消纳率均为 20%,可再生能源削减率分别为 2.34%、4.46%和 3.17%。IEEE 118 节点测试系统中部分线路处于轻载运行状态,因此在部分节点(如节点 3)处的风电和光伏安装容量达到最大值。在经济性方面,3 种规划方案的成本对比如表 2 所示。

由表 2 可知,方案 1 的经济性优于方案 2 和方案 3,这表明仅扩建输电线路或者储能的规划方案的经济性不优于“源-网-储”协调规划方案;方案 2 的经济性优于方案 3,这是因为储能能够起到削峰填谷和减少输电线路阻塞的作用,降低了火电机组的运行成本。值得注意的是,随着可再生能源渗透率的增加,方案 3 存在因调峰能力不足而导致切负荷的风险,充分发挥资源互补优势的协调规划方案能够提高电网的经济性。

此外,本文分析了不同可再生能源消纳目标下各资源成本的变化趋势,结果见附录 B 中图 B2。由图可知,总建设成本与消纳配额指标正相关,火电机

表 2 3 种规划方案的成本对比

Table 2 Cost comparison among three planning schemes

方案	线路成本	储能成本	风电成本	光伏成本	火电机组成本	切负荷成本	单位:万元
							总成本
1	4.05	46.46	123.25	199.92	2 932.94	0	3 306.62
2	0	57.18	125.90	204.21	2 941.19	0	3 328.48
3	4.46	0	124.58	202.07	3 030.64	0	3 361.75

组的运行成本与消纳配额指标负相关。新增风电和光伏的同时需新建储能和线路以提高电网的调峰能力并减少弃风、弃光,因此总建设成本正相关于消纳指标。随着消纳配额指标的增加,火电机组的发电量持续下降,可再生能源消纳在一定程度上可降低系统的总成本,当配额指标在 10%~60%范围内时,减少的火电机组运行成本大于增加的建设成本;当配额指标达到 70%时,系统灵活性不足,需要新建大规模的储能,这使得减少的火电机组运行成本低于投入的建设成本,导致系统的总成本呈上升趋势。因此,制定合理的新能源配额指标尤为重要。

4.2 可调鲁棒优化决策的有效性

假设风电预测误差 α_w 和光伏预测误差 α_{pv} 均为 30%,负荷预测误差 $\alpha_d = 10\%$,令 Γ_w 、 Γ_{pv} 、 Γ_d 分别为风电、光伏、负荷的不确定性调节参数。通过设置不确定性调节参数形成以下场景:场景 1 为极端保守场景,不确定性调节参数为调度时段总数 24(将模拟时间尺度 24 h 以 1 h 为时间间隔分为 24 个调度时段),即任意时段风电、光伏、负荷均可达到区间边界;场景 2 为较保守场景, $\Gamma_w = 12$, $\Gamma_{pv} = 5$, $\Gamma_d = 12$,即仅在部分时段允许风电、光伏、负荷达到区间边界。将可再生能源消纳目标仍设置为 20%,2 种场景的结果如表 3 所示。

场景 1 较场景 2 更保守,2 种场景下可再生能源的装机容量分别为 4 200、3 660 MW,均高于 4.1 节中的方案 1。2 种场景下规划方案的成本对比如表 4 所示。由表 4 可知,场景 1 的总成本高于场景 2,成本差异主要来自可再生能源投资和火电机组运行成本。在相同的预测误差水平下,不确定性调节参数越大,则不确定变量到达波动区间边界值的数量越多,规划方案保守性越强。以风电为例,场景 1 中的不

表 1 3 种规划方案的规划结果对比

Table 1 Comparison of planning results among three planning schemes

方案	规划结果			
	线路	储能	风电	光伏
1	3-5, 7-12, 16-17, 30-17, 19-34, 33-37, 30-38, 49-69	5(39)	3(100), 6(100), 11(100), 16(100), 68(33), 101(10), 105(12), 115(10)	5(100), 28(10), 68(64), 98(41), 106(64)
2	—	5(48)	3(100), 6(100), 11(100), 16(10), 35(59), 68(10), 105(96)	3(82), 5(100), 68(17), 98(38), 106(48)
3	6-7, 7-12, 31-32, 33-37, 30-38, 39-40, 56-59	—	3(100), 6(100), 11(100), 16(100), 22(50), 32(10), 68(10)	5(23), 17(10), 30(10), 31(10), 34(10), 68(93), 106(80), 110(26), 118(10)

表 3 2 种场景下规划方案对比

Table 3 Comparison of planning results between two scenarios

场景	规划结果			
	线路	储能	风电	光伏
1	6-7,7-12,30-17,19-34,33-37,30-38,49-69	5(50), 6(18)	3(100),6(100),11(100),16(100),22(100), 32(86),68(10),105(24),113(80)	3(10),5(83),22(10),68(100), 98(56),99(24),106(100),110(37)
2	7-12,16-17,30-17,33-37,30-38,49-69	3(50), 6(19)	3(100),6(100),11(100),16(100), 22(75),105(35),113(100)	5(83),34(100),42(39), 68(28),98(72),106(44)

表 4 2 种场景下规划方案的成本对比

Table 4 Cost comparison of planning schemes between two scenarios

场景	线路		储能		风电		光伏		火电机组		总成本 / 万元
	新建 数量 / 条	成本 / 万元	新建 数量	成本 / 万元	新建 数量 / 台	成本 / 万元	新建 数量 / 台	成本 / 万元	新建 数量 / 台	成本 / 万元	
1	7	3.41	68	81.00	700	185.55	420	300.95	—	3 231.50	3 802.41
2	6	3.19	69	82.19	610	161.70	366	262.25	—	3 127.01	3 636.34

确定性调节参数为 24,即每个时段的风电功率都存在波动且达到区间下界,场景 2 中的不确定性调节参数为 12,即存在 12 个时段风电功率达到区间边界。2 种场景下的风电功率曲线如图 1 所示(图中功率为标么值)。由图可看出,场景 1 下所有时刻的风电功率均达到波动区间边界,场景 2 下的风电功率在 01:00—11:00、20:00 等 12 个时刻达到波动区间边界,其余时刻风电出力为预测功率。此外,机组启停能够降低火电机组的发电量,从而增加可再生能源消纳空间,2 种场景下火电机组的启停情况如图 2 所示。

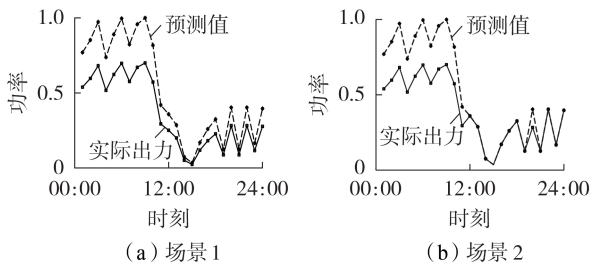


图 1 2 种场景下的风电功率

Fig.1 Wind power under two scenarios

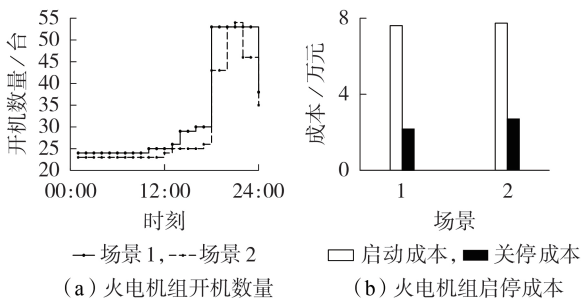


图 2 2 种场景下火电机组的开机数量和启停成本

Fig.2 On-line numbers and start-up and shut-down costs of thermal unit under two scenarios

风电具有反调峰特性且光伏在晚间的发电功率为 0,因此在 18:00 时刻火电机组的开机数量明显上升。上述算例结果表明不确定性调节参数越大,规

划方案的保守性越强。进一步,基于较保守场景 2 中不确定性调节参数设置,分析不同预测误差对规划方案的影响,考虑到负荷预测精度较高,固定负荷预测误差为 10%,当风电和光伏预测误差从 0 变化至 30% 时,规划方案的总成本增长趋势见附录 B 中图 B3。

由图可知,规划方案的总成本与预测误差正相关,为了满足可再生能源消纳率和削减率指标,需要增加投资成本以应对预测误差的消极影响。对于决策者而言,当预测误差较大时,可设置较小的不确定性调节参数,以实现规划方案经济性和鲁棒性的折中。两阶段鲁棒优化决策以牺牲部分经济性来提高电网运行的安全性。最后,通过运行仿真以测试两阶段随机优化方案与鲁棒优化方案,采用蒙特卡洛抽样生成 500 组场景,分别计算 2 种方案下的切负荷和可再生能源削减情况,结果如图 3 所示。

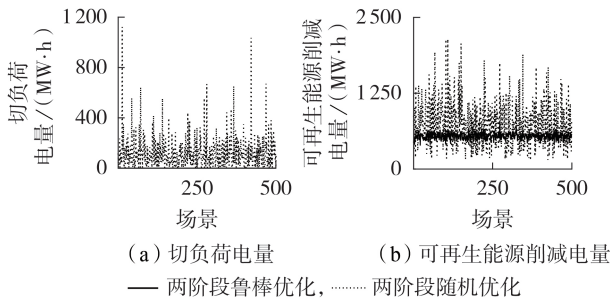


图 3 两阶段随机优化方案与鲁棒优化方案的切负荷和可再生能源削减电量

Fig.3 Curtailment energy of load and renewable energy for two-stage stochastic optimization scheme and robust optimization scheme

分析运行模拟数据可知,随机优化方案的平均切负荷电量为 124.8 MW·h,平均可再生能源削减电量达到 750.5 MW·h;而鲁棒优化方案的平均切负荷电量为 0,平均可再生能源削减电量为 542.6 MW·h。随机优化旨在寻求期望值最优的规划方案,而鲁棒

优化是寻求极端场景下的保守方案,因此鲁棒优化方案的总成本高于随机优化方案,但牺牲经济性降低了运行层面切负荷和削减可再生能源功率的风险。

5 结论

近年来,能源与环境问题备受关注,世界各国大力发展可再生能源。为了提高可再生能源利用率,本文采用时序生产模拟电力系统的动态运行,考虑可再生能源和负荷的不确定性,建立了满足非水可再生能源发电量占比目标的两阶段鲁棒优化模型。通过算例分析主要得到以下结论。

(1)考虑“源-网-储”的协调规划模式可充分发挥资源互补优势,在实现可再生能源消纳配额指标的同时兼具经济性。从工程实践的角度来看,该模式能够协调灵活性资源的调峰能力与电网的输电能力,促进可再生能源消纳以及提高电力系统的经济性。

(2)配额指标能够促进可再生能源渗透率增加、降低火电机组发电量与运行成本、权衡可再生能源发电的直接和间接收益与投资建设成本,对提高电网的经济性具有重要的意义。可再生能源的发电价值难以准确量化,因此将配额指标作为约束条件可增强协调规划框架的适应性。

未来将结合随机规划与鲁棒优化理论,考虑需求响应、政策激励等因素,进一步完善模型。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

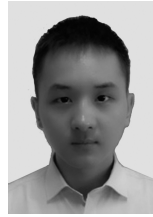
- [1] 康重庆,姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化,2017,41(9):1-11.
KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 1-11.
- [2] LI G D, LI G Y, ZHOU M. Model and application of renewable energy accommodation capacity calculation considering utilization level of inter-provincial tie-line[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(1): 1-12.
- [3] SADEGHI H, RASHIDINEJAD M, ABDOLLAHI A. A comprehensive sequential review study through the generation expansion planning[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 67: 1369-1394.
- [4] MOKRYANI G, HU Y F, PAPADOPOULOS P, et al. Deterministic approach for active distribution networks planning with high penetration of wind and solar power[J]. Renewable Energy, 2017, 113: 942-951.
- [5] TORBAGHAN S S, GIBESCU M, RAWN B G, et al. A market-based transmission planning for HVDC grid: case study of the North Sea[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(2): 784-794.
- [6] SHARAN I, BALASUBRAMANIAN R. Generation expansion planning with high penetration of wind power[J]. International Journal of Emerging Electric Power Systems, 2016, 17(4): 401-423.
- [7] WANG S Y, GENG G C, JIANG Q Y. Robust co-planning of energy storage and transmission line with mixed integer recourse[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(6): 4728-4738.
- [8] ZHANG X, CONEJO A J. Coordinated investment in transmission and storage systems representing long- and short-term uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 7143-7151.
- [9] ASENSIO M, MENESES DE QUEVEDO P, MUNOZ-DELGADO G, et al. Joint distribution network and renewable energy expansion planning considering demand response and energy storage-part I: stochastic programming model[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 655-666.
- [10] 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.
- [11] 刘天琪, 卢俊, 何川, 等. 考虑联合热电需求响应与高比例新能源消纳的多能源园区日前经济调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 261-268.
LIU Tianqi, LU Jun, HE Chuan, et al. Day-ahead economic dispatch of multi-energy parks considering integrated thermo-electric demand response and high penetration of renewable energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 261-268.
- [12] 肖逸, 李程煌, 刘若平, 等. 基于风速局部爬坡误差校正的风电功率优化预测[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(3): 182-188.
XIAO Yi, LI Chenghuang, LIU Ruoping, et al. Optimal wind power prediction based on local ramp error correction of wind speed[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 182-188.
- [13] 李振坤, 何凯, 路群, 等. 售电市场环境下的网型微电网的电源配置及优化运行[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(11): 41-49.
LI Zhenkun, HE Kai, LU Qun, et al. Power configuration and optimal operation of grid-connected microgrid in electricity selling market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(11): 41-49.
- [14] 洪绍云, 程浩忠, 曾平良, 等. 基于相关场景聚类的发输电联合扩展规划[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(22): 71-76, 92.
HONG Shaoyun, CHENG Haozhong, ZENG Pingliang, et al. Coordinated generation and transmission expansion planning with clusters of correlative scenarios[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(22): 71-76, 92.
- [15] SHAO C C, WANG X F, SHAHIDEHPOUR M, et al. Security-constrained unit commitment with flexible uncertainty set for variable wind power[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 1237-1246.
- [16] 李驰宇, 高红均, 刘友波, 等. 多园区微网优化共享运行策略[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(3): 29-36.
LI Chiyu, GAO Hongjun, LIU Youbo, et al. Optimal sharing operation strategy for multi park-level microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(3): 29-36.
- [17] 张刘冬, 袁宇波, 孙大雁, 等. 基于两阶段鲁棒区间优化的风储联合运行调度模型[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12): 59-66, 93.
ZHANG Liudong, YUAN Yubo, SUN Dayan, et al. Joint operation model of wind-storage system based on two-stage robust interval optimization[J]. Electric Power Automation Equipment,

2018,38(12):59-66,93.

- [18] ZENG B,ZHAO L. Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method[J]. *Operations Research Letters*,2013,41(5):457-461.
- [19] 刘一欣,郭力,王成山. 微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J]. *中国电机工程学报*,2018,38(14):4013-4022,4307.
LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization[J]. *Proceedings of the CSEE*,2018,38(14):4013-4022,4307.
- [20] PENA I,MARTINEZ-ANIDO C B,HODGE B M. An extended IEEE 118-bus test system with high renewable penetration[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*,2018,33(1):

281-289.

作者简介:



田坤鹏

田坤鹏(1994—),男,河南开封人,博士研究生,主要研究方向为可再生能源投资(E-mail:181560043@st.usst.edu.cn);

孙伟卿(1985—),男,上海人,副教授,博士研究生导师,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统规划、电力储能(E-mail:sidswq@163.com)。

(编辑 陆丹)

Coordinated planning of “generation-grid-storage” to satisfy proportion target of non-hydro renewable energy generation

TIAN Kunpeng¹, SUN Weiqing², HAN Dong², YANG Ce¹, ZHANG Wei²

(1. Department of Control Science and Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai 200093, China; 2. Department of Electrical Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai 200093, China)

Abstract: Coordinated planning of “generation-grid-storage” is one of the key technologies to increase the power generation proportion of non-hydro renewable energy. Considering the sequential characteristics of non-hydro renewable energy and load, a coordinated planning method of “generation-grid-storage” is proposed based on sequential production and simulation. On the basis of static programming, considering the dynamic operation characteristics of power source, grid and energy storage, the proportion of non-hydro renewable energy generation is taken as a constraint condition to improve the model’s applicability. The uncertainties of non-hydro renewable energy and load are described by polyhedron set, a two-stage robust optimization model is established to satisfy the power generation proportion target of non-hydro renewable energy, and uncertainty adjustment parameters are introduced to reduce the conservativeness of decision schemes. The strong dual theory and large-M method are used to transform the min-max-min problem, which is difficult to be solved directly, into a two-level programming problem, and column and constraint generation algorithm is used to obtain the multi-point layout scheme of non-hydro renewable energy and energy storage together with the line expansion scheme. Taking IEEE 118-bus system as an example, the influence of non-hydro renewable energy consumption target and uncertainties on the planning scheme is analyzed, and the effectiveness of the proposed method is verified by the simulative results.

Key words: non-hydro renewable energy; sequential production and simulation; coordinated planning; two-stage robust optimization; column and constraint generation algorithm

附录 A：内层子问题线性化

由式(28)可知， $\mathbf{Y}$ 的可行域与 $\mathbf{X}$ 的取值有关。当给定第一阶段的决策变量 $\mathbf{X}$ 时，可通过强对偶理论将式 (25) 中内层的 max-min 问题转化为 max 问题，如式 (A1) 所示。

$$\begin{cases} \max_{\xi \in U', \delta, \gamma, \lambda} & \mathbf{H}'\delta + (\mathbf{L} - \mathbf{M}\mathbf{X})'\gamma + \mathbf{U}'\lambda \\ \text{s.t.} & \mathbf{G}'\delta + \mathbf{N}'\gamma + \mathbf{I}'\lambda \leq \mathbf{D} \\ & \delta \geq \mathbf{0}, \gamma \geq \mathbf{0} \end{cases} \quad (\text{A1})$$

其中，第一阶段的决策变量 $\mathbf{X}$ 不会影响对偶问题的可行域，仅影响对偶问题的目标函数； δ 、 γ 、 λ 为式(28) 中各约束的对偶变量； $\mathbf{U}'\lambda$ 为双线性项。根据文献[19]可知该对偶问题的最优解位于不确定集合的极点，搜索所有极点即可得到最优解，不确定集合的所有极点可重构为：

$$\begin{cases} \mathbf{U} = (\mathbf{E} - \mathbf{K} - \bar{\mathbf{K}})\hat{\mathbf{U}} + \mathbf{K}\underline{\mathbf{U}} + \bar{\mathbf{K}}\bar{\mathbf{U}} \\ \mathbf{K} + \bar{\mathbf{K}} \leq \mathbf{E} \\ \underline{\mathbf{U}} = \hat{\mathbf{U}}(\mathbf{E} - \mathbf{A}) \\ \bar{\mathbf{U}} = \hat{\mathbf{U}}(\mathbf{E} + \mathbf{A}) \end{cases} \quad (\text{A2})$$

其中， $\mathbf{K}$ 、 $\bar{\mathbf{K}}$ 为引入的 0-1 变量矩阵； $\mathbf{E}$ 为元素全为 1 的矩阵； $\hat{\mathbf{U}}$ 为不确定变量的预测值； $\underline{\mathbf{U}}$ 、 $\bar{\mathbf{U}}$ 分别为不确定变量的下界、上界，当 $\mathbf{K}=\mathbf{E}$ 时不确定变量取到下界，当 $\bar{\mathbf{K}}=\mathbf{E}$ 时不确定变量取到上界； $\mathbf{A}$ 为风电、光伏、负荷的预测误差向量。由式 (A2) 得，目标函数中的 $\mathbf{U}'\lambda$ 为离散变量与连续变量乘积的形式，如式 (A3) 所示。

$$\begin{aligned} \mathbf{U}'\lambda &= [(\mathbf{E} - \mathbf{K} - \bar{\mathbf{K}})\hat{\mathbf{U}} + \mathbf{K}\underline{\mathbf{U}} + \bar{\mathbf{K}}\bar{\mathbf{U}}]'\lambda = \\ & \hat{\mathbf{U}}'\lambda + (\underline{\mathbf{U}} - \hat{\mathbf{U}})'\mathbf{K}\lambda + (\bar{\mathbf{U}} - \hat{\mathbf{U}})'\bar{\mathbf{K}}\lambda \end{aligned} \quad (\text{A3})$$

其中， $\mathbf{K}\lambda$ 、 $\bar{\mathbf{K}}\lambda$ 为非线性项。仍采用文献[14]中的方法，引入连续变量 $\underline{\mathbf{J}}$ 、 $\bar{\mathbf{J}}$ 代替非线性项，可得：

$$\begin{cases} |\underline{\mathbf{J}} - \lambda| \leq (\mathbf{E} - \mathbf{K})\mathbf{M}_\lambda \\ |\underline{\mathbf{J}}| \leq \mathbf{M}_\lambda \mathbf{K} \\ |\bar{\mathbf{J}} - \lambda| \leq (\mathbf{E} - \bar{\mathbf{K}})\mathbf{M}_\lambda \\ |\bar{\mathbf{J}}| \leq \mathbf{M}_\lambda \bar{\mathbf{K}} \end{cases} \quad (\text{A4})$$

其中， $\mathbf{M}_\lambda$ 为足够大的正数。当 $\bar{\mathbf{K}}=\mathbf{E}$ 时， $\bar{\mathbf{J}}=\lambda$ ，当 $\bar{\mathbf{K}}=0$ 时， $\bar{\mathbf{J}}=0$ 。上述建模方法造成内层优化问题的解过于保守。为此，引入式 (A5) 所示不确定性调节参数来降低决策方案的保守性。

$$\sum (\mathbf{K} + \bar{\mathbf{K}}) \leq \mathbf{\Gamma} \quad (\text{A5})$$

其中， $\mathbf{\Gamma}$ 为不确定性参数，用于约束 $\mathbf{K}$ 、 $\bar{\mathbf{K}}$ 中元素 k 、 $\bar{k}$ 取到 1 的个数，从而调节不确定变量的保守性。该参数取值越大，所得规划方案的保守性越强。以风电不确定变量为例，为了便于描述仅保留部分必要下标，如式 (A6) 所示。

$$\begin{cases} P_w \lambda_w = \hat{P}_w' \lambda_w + \Delta P_w' \underline{\mathbf{J}} + \Delta \bar{P}_w' \bar{\mathbf{J}} \\ |\underline{\mathbf{J}} - \lambda_w| \leq M(1 - \mathbf{K}_w) \\ |\bar{\mathbf{J}} - \lambda_w| \leq M(1 - \bar{\mathbf{K}}_w) \\ |\underline{\mathbf{J}}| \leq M\mathbf{K}_w \\ |\bar{\mathbf{J}}| \leq M\bar{\mathbf{K}}_w \\ \Delta P_w = \underline{P}_w - \hat{P}_w \\ \Delta \bar{P}_w = \bar{P}_w - \hat{P}_w \\ \sum (\mathbf{K}_w + \bar{\mathbf{K}}_w) \leq \mathbf{\Gamma}_w \end{cases} \quad (\text{A6})$$

其中, P_w 为风电不确定变量; λ_w 为对偶变量; $\hat{P}_w$ 为风电的预测功率; ΔP_w 、 $\Delta \bar{P}_w$ 分别为风电预测值与风电区间上、下边界的差值; a_w 为风电的预测误差; $\underline{J}_w$ 、 $\bar{J}_w$ 为连续辅助变量; $\underline{K}_w$ 、 $\bar{K}_w$ 为 0-1 辅助变量; Γ_w 为风电的不确定参数。最终内层子问题转化为:

$$\begin{cases} \max & H'\delta + (L - MX)'\gamma + \hat{U}'\lambda + (\underline{U} - \hat{U})'\underline{J} + (\bar{U} - \hat{U})'\bar{J} \\ \text{s.t.} & G'\delta + N'\gamma + I'\lambda \leq D \\ & \text{式(33)、(34)} \\ & \delta \geq 0, \gamma \geq 0 \end{cases} \quad (A7)$$

附录 B

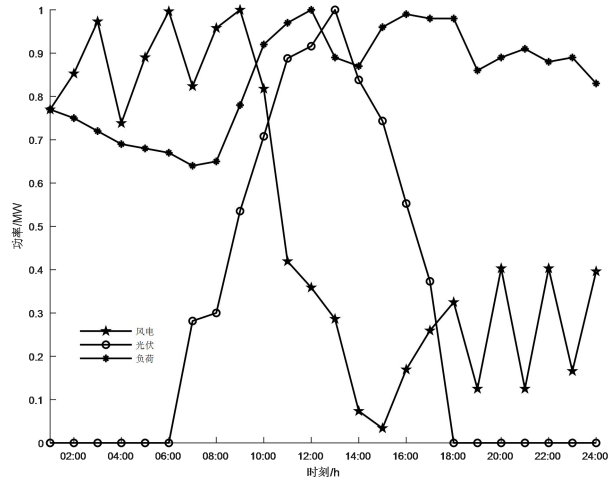


图 B1 可再生能源和负荷功率曲线

Fig.B1 Power curves of renewable energy and load

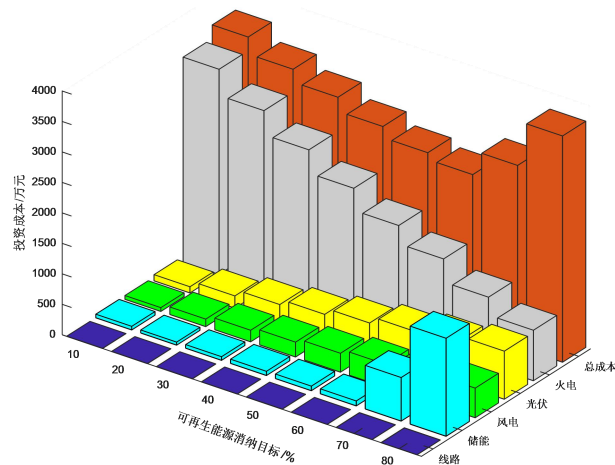


图 B2 不同配额指标下各类资源投资成本

Fig.B2 Costs of various resources investment under different renewable targets

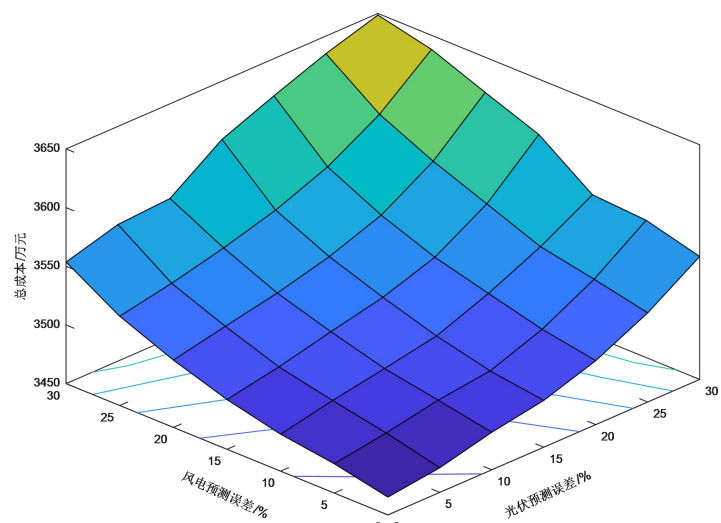


图 B3 不同预测误差下的总成本
Fig.B3 Total cost under different prediction errors

附录 C

表 C1 各类资源的成本参数
Table C1 Cost parameters of various resources

资源	容量/MW	单元容量成本/(万元·MW ⁻¹)	使用年限/a
风电	3	370	20
光伏	5	600	20
储能	4	400	10