# 考虑风电接纳水平及负荷增长的海上风电场多阶段规划

江岳文1,2,3,张金辉1

(1. 福州大学 电气工程与自动化学院,福建 福州 350108;
 2. 智能配电网装备福建省高校工程研究中心,福建 福州 350108;
 3. 福州大学 综合能源规划与优化运行研究中心,福建 福州 350108)

摘要:现有海上风电场规划建设鲜有考虑建设时序,多属于静态单阶段规划,易造成初始规划方案与中、后期 的运行间缺乏有效衔接的问题,为此,提出一种考虑风电接纳水平的海上风电场多阶段规划方案。建立以购 电成本最低为目标的日前市场竞价模型来评估电网对海上风电的最大接纳水平,获得未来多年不同负荷水 平下区域电网对海上风电的最大接纳水平及上网电价;在此基础上,将规划周期分为若干个阶段,以投资年 份、风机数量、风机位置及风机所属投资阶段为优化变量,建立以风电场净收益最大化为目标的海上风电场 多阶段规划模型。算例验证了多阶段规划模型相较于单阶段规划模型在提升海上风电场经济效益上的有 效性。

关键词:海上风电场;多阶段规划;风电接纳水平;日前市场;装机容量优化

中图分类号:TM 614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202111018

### 0 引言

由于规划、运营缺乏经验以及政策方案不够完 善,在我国海上风电发展的过程中遇到了包括造价 成本高、投资风险大以及存在并网运行等问题。在 电力市场改革背景下,海上风电的高成本与不确定 性收益之间的矛盾也将更加尖锐。而对海上风电场 的合理规划以及对电力市场环境下投资效益的准确 评估不仅能够提升投资回报率、降低投资风险,也能 够促进海上风电的消纳以及优化含风电电力系统的 运行,是解决现阶段海上风电发展所面临问题的有 效途径。

目前针对风电场的装机容量优化、布局优化等 一系列规划问题已取得了一定的成果。对于风电场 布局优化问题,文献[1-2]在基于尾流效应的影响 下,以发电量最大或度电成本最小为目标实现对风 电场风机布局的优化。对于风电场的装机容量优化 问题,文献[3]以总效益最大为目标实现了风电装机 容量的优化,但该研究是以风电全量接纳为前提,忽 略了系统对风电接纳能力的限制。实际上,风电接 纳水平是决定风电场装机容量的主要因素<sup>[4]</sup>。文献 [5-6]从调峰角度评估风电接纳能力,构建考虑适当 弃风的风电场装机容量优化方法;文献[7]从调度经 济环保的角度评估风电接纳水平,提出风电场装机 容量分层优化方法。但随着电力市场的发展,未来 我国海上风电项目将通过竞争方式进行配置以及确

收稿日期:2021-02-08;修回日期:2021-10-04

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51707040) Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51707040) 定上网电价<sup>[8]</sup>,上述文献装机容量优化方案中的静态负荷和固定电价模式将无法适应新形势下的发展,因此亟需对电力市场环境下的海上风电场规划问题展开深入研究,充分发挥市场在资源配置中的作用,并利用电力市场的交易机制有效提升新能源发电在电能供应中的比例<sup>[9]</sup>。

此外,现有风电场或者含风电的电力系统规划 方案大多关注短期内的投资经济性,而忽略了中长 期电力负荷持续增长导致初始规划方案与中、后期 运行之间缺乏有效衔接的问题。多阶段规划是解决 单阶段规划所面临问题的有效途径<sup>[10]</sup>。文献[11]建 立风机的多阶段选址定容规划模型,但是其每个阶 段的投资时间以及风电结算电价均为固定值;文献 [12]提出风火电打捆发电系统的多阶段规划模型, 但是总装机容量已经事先给定,而且没有对风电售 电价格和投运时间进行优化;文献[13]以分场景模 拟多阶段规划模型未来年负荷需求和投资成本的变 化情况,有助于提高规划的协调性,但是每个阶段的 时间跨度为定值。为了进一步提升多阶段规划方案 的优越性,应该考虑投资时段和市场环境下的价格 波动。

综上,本文结合海上风资源特性和海上风电场 单机容量大、总投资成本远高于陆上风电场等特点 建立海上风电场多阶段协调规划模型。首先,在模 型中考虑运行周期内负荷需求的变化,以日前市场 竞价清算模型评估区域电网对海上风电的最大接纳 水平和电价水平;其次,以日前市场所获得的风电接 纳量和上网电价为基础,将规划周期分为若干个阶 段,以每个阶段的投资年份、风机数量、每台风机的 位置以及所属投资阶段为优化变量,建立以净收益 最大化为目标的海上风电场多阶段规划模型;最后 以对比方案验证本文所建立的规划模型的有效性和 优越性。

# 1 基于日前市场的风电最大接纳能力评估

在未来电力市场逐步建立和完善的背景下,应 充分利用电力市场的交易机制提升可再生能源在电 力供应中的比例,解决电力市场环境下可再生能源 的消纳问题。考虑到日前市场是电力现货市场的重 要载体,通常具有最大的交易量,本文将以日前市场 作为交易平台,评估区域电网对海上风电的最大接 纳水平并获得清算价格,以此作为海上风电场多阶 段规划的重要基础。

# 1.1 日前市场竞价清算模型

以满足节点的负荷需求为前提,构建以购电成本最低为目标的日前市场竞价模型,需要优化的变量包括常规发电机组在日前市场调度时段中的有功功率和海上风电最大接纳水平,其目标函数可表示为;

$$\min\left[\sum_{t\in\Omega_{dh}} \left(\alpha_{w,t}^{W} P_{w,t}^{W} + \sum_{m\in\Omega^{G}} c_{m,t}^{G} P_{m,t}^{G}\right)\right]$$
(1)

式中: $\alpha_{w,i}^{w}$ , $P_{w,i}^{w}$ 分别为t时刻节点w处海上风电场的 报价和竞标出力; $c_{m,i}^{c}$ , $P_{m,i}^{c}$ 分别为t时刻节点m处常 规发电机组的报价和竞标出力; $\Omega_{dh}$ 为日前市场时刻 的集合; $\Omega^{c}$ 为常规发电机组的节点集合。海上风电 场在日前市场的报价可采取0报价或者策略报价 等,本文设定海上风电场以常规发电机组的最低报 价参与日前市场,以促进更多的海上风电在日前市 场被消纳,提高风电利用率。

#### 1.2 约束条件

电力系统安全稳定运行的约束条件如下。

1)电力系统功率平衡约束。

$$P_{w,t}^{\mathsf{W}} + \sum_{m \in \Omega^{\mathsf{G}}} P_{m,t}^{\mathsf{G}} - \sum_{d \in \Omega^{\mathsf{D}}} P_{d,t}^{\mathsf{D}} - \sum_{l \in \Omega^{\mathsf{L}}} f_{o(l),t} + \sum_{l \in \Omega^{\mathsf{L}}} f_{s(l),t} = 0 \quad \forall t \ (2)$$

式中: $P_{d,\iota}^{\text{D}}$ 为t时刻节点d的负荷值; $\Omega^{\text{D}}$ 为负荷节点集 合; $f_{o(l),\iota}$ 为t时刻流出线路l的功率,o(l)为线路l的 功率流出端节点; $f_{s(l),\iota}$ 为t时刻流入线路l的功率, s(l)为线路l的功率流入端节点; $\Omega^{\text{L}}$ 为线路集合。

2)线路传输容量约束。

$$\begin{cases} f_{l,t} = B_l(\delta_{o(l),t} - \delta_{s(l),t}) \\ -f_l^{\max} \leq f_{l,t} \leq f_l^{\max} \end{cases} \quad \forall l, \forall t$$
(3)

式中: $f_{l,i}$ 为t时刻线路l的传输功率; $B_l$ 为线路l的导纳; $\delta_{o(l),i}$ 为t时刻节点o(l)的电压相角; $\delta_{s(l),i}$ 为t时刻节点s(l)的电压相角; $f_l^{max}$ 为线路l的传输容量约束。

3)常规发电机组出力约束。

 $P_{m}^{G,\min} \leq P_{m,t}^{G} \leq P_{m}^{G,\max} \quad \forall m, \forall t$ (4)  $\vec{x} \mathbf{P} : P_{m}^{G,\min} \, \mathbf{b} \vec{T} \leq m \, \mathbf{b} \vec{x} \, \mathbf{b} \,$  力;P<sup>G.max</sup>为节点m处常规发电机组的最大出力。需 注意的是,日前市场竞价交易模型中不设置风电竞 标出力约束,获得的风电接纳水平P<sup>W</sup><sub>w,t</sub>即为系统对 海上风电的最大接纳水平,将第h年t时刻的风电最 大接纳水平表示为P<sup>W</sup><sub>t,b</sub>。

4)常规发电机组的爬坡约束。

 $R_{m,down}\Delta t \leq P_{m,t+1}^{G} - P_{m,t}^{G} \leq R_{m,up}\Delta t \quad \forall m, \forall t \quad (5)$ 式中: $R_{m,down}$ 为节点m处常规发电机组的下爬坡速率;  $R_{m,up}$ 为节点m处常规发电机组的上爬坡速率; $\Delta t = 1 h_{\circ}$ 

5)节点电压相角约束。

$$\begin{cases} -\pi \leqslant \delta_{i,i} \leqslant \pi \quad \forall i \neq n_{\text{ref}}, \forall t \\ \delta_{i,i} = 0 \qquad i = n_{\text{ref}}, \forall t \end{cases}$$
(6)

式中:*δ<sub>i,t</sub>为t*时刻节点*i*的电压相角;*n*<sub>ref</sub>为平衡节点, 平衡节点所在位置的电压相角恒为0。

# 2 海上风电场多阶段规划模型

#### 2.1 多阶段规划方案的基本架构

本文所构建的海上风电场多阶段规划方案密切 结合区域电网在日前市场下对海上风电的接纳水平 和风电的上网电价。考虑到源荷时序关系对新能源 中长期规划和运行的影响显著<sup>[14]</sup>,本文事先给定项 目拟投建运行周期 *T*<sub>ope</sub>中每年的负荷预测值,利用 日前市场竞价模型获得项目拟投建运行周期 *T*<sub>ope</sub>中 任意第*h*年*t*时刻的风电最大接纳水平*P*<sup>w</sup><sub>*t,h*</sub>和节点边 际电价*P*<sub>*t,h*</sub>。

设海上风电场的规划期限为 $T_{pla}$ ,共分为n个阶段,规划期限和阶段数可由设计者事先划定,并以 $T_i$ (i=1,2,...,n)表示第i个阶段,多阶段规划模型的 框架示意图如图1所示,其不同阶段的规划模型均 一致。图中, $g_i(i=1,2,...,n)$ 为第i个阶段的投资年 份; $E_{set,i}(i=1,2,...,n)$ 为第i个阶段配置的风机装机 容量,其值由隶属于第i个阶段的风机总数与风机 额定容量 $P_e$ 相乘获得,其是在已投运风机 $E_{set,1}$ 、  $E_{set,2}$ 、...、 $E_{set,i-1}$ 基础上的新增装机容量。



Fig.1 Schematic diagram of multi-stage planning of offshore wind farm

在*n*个阶段中,每个阶段的投资年份为待优化的变量,可记为序列*g*:

$$\boldsymbol{g} = [g_1, g_2, \cdots, g_i, \cdots, g_n] \tag{7}$$

投资年份是指风电机组建设完成投入使用的年 份,以 $g_1$ =1表示第1年为第1阶段的投资年份,作为 参考值,这使得每个阶段的时间间隔不定,为变量, 其值由 $g_i$ - $g_{i-1}$ 确定。假设第i个阶段投入的风机在 第i-1个阶段最后一年年末已完成建设,则第i个阶 段投建风机的总运行时长为 $T_{out}$ - $g_{i0}$ 。

海上风电场风机总数为N台,属于待优化的整数变量。对应N台风机位置横、纵坐标的序列[x,y]可表示为:

[*x*, *y*]=[*x*<sub>1</sub>, *y*<sub>1</sub>, *x*<sub>2</sub>, *y*<sub>2</sub>, ..., *x<sub>i</sub>*, *y<sub>i</sub>*, ..., *x<sub>N</sub>*, *y<sub>N</sub>*] (8) 式中:*x<sub>i</sub>*、*y<sub>i</sub>*(*i*=1, 2, ..., *N*)分别为第*i*台风机位置的 横、纵坐标。将坐标变量定义为连续变量,以便风机 位置坐标能在规定海域范围内充分寻优。

每台风机安装所属的投资阶段*S*为整数优化变量,可表示为:

$$\boldsymbol{S} = [S_1, S_2, \cdots, S_i, \cdots, S_N]$$
(9)

式中: $S_i(i=1, 2, \dots, N)$ 为第i台风机所属的投资阶段。

对应各阶段装机容量的序列E<sub>set</sub>表示为:

$$E_{\text{set}} = [E_{\text{set},1}, E_{\text{set},2}, \dots, E_{\text{set},i}, \dots, E_{\text{set},n}]$$
 (10)  
2.2 多阶段规划优化模型

2.2.1 优化目标

多阶段规划的目标为项目拟投建运行周期*T*<sub>ope</sub> 中的净收益最大化,可表示为式(11)。各年的售电 收益与成本均通过现值系数折算至运行周期初 始年。

 $\max B_{inv} = R_{op} + F_{rv} - (C_{in} + C_{ret})$  (11) 式中: $B_{inv}$ 为海上风电场在运行周期中的净收益, $R_{op}$ 为海上风电场的发电总收益, $F_{rv}$ 为风机在运行周期 末的折余价值, $C_{in}$ 、 $C_{on}$ 分别为风机投资总成本、运行 维护总成本, $C_{ret}$ 为风机退役成本,上述收益与成本 均折算至初始年。

待优化整数变量包括风机总数N、每个阶段的投资年份g<sub>i</sub>、每台风机所属的投资阶段S<sub>i</sub>;待优化的连续变量包括每台风机位置的横坐标x<sub>i</sub>和纵坐标y<sub>i</sub>。

1)海上风电场的发电总收益。

在计算海上风电场的发电总收益之前,需要获 得海上风电场实际交易的电量和电价。本文采用文 献[15]中基于深度卷积生成对抗式网络(DCGAN) 原理的场景建模方法生成风速-风向时序场景,再采 用*K*-means聚类方法实现对风速-风向时序场景的 缩减,生成多条具有季度特性的典型日风速-风向时 序场景,并进一步通过风机尾流效应模型<sup>[12]</sup>和风机 发电功率模型<sup>[6]</sup>求得海上风电场总出力,作为海上 风电预测出力,第h年t时刻的预测出力值可表 示为*P*<sup>pre</sup><sub>t,h</sub>。

基于日前市场竞价清算模型可评估获得风电接 纳水平 P<sup>w</sup><sub>t,h</sub>和节点边际电价ρ<sub>t,h</sub>。当P<sup>pe</sup><sub>t,h</sub>≥P<sup>w</sup><sub>t,h</sub>时,仅 获得该风电接纳水平下的售电收益,超出部分视为 弃风;当P<sup>pe</sup><sub>t,h</sub><P<sup>w</sup><sub>t,h</sub>时,表示此时风电出力均产生收 益。海上风电场在运行周期中的发电总收益可表 示为:

$$R_{\rm op} = \sum_{h=1}^{T_{\rm ope}} \left[ \frac{1}{(1+r)^{h-1}} \rho_{t,h} \sum_{t=1}^{8760} P_{t,h}^{\rm ad} \Delta t \right]$$
(12)

$$P_{\iota,h}^{ad} = \begin{cases} P_{\iota,h}^{Pre} & P_{\iota,h}^{Pre} < P_{\iota,h}^{W} \\ P_{\iota,h}^{W} & P_{\iota,h}^{Pre} > P_{\iota,h}^{W} \end{cases}$$
(13)

式中:r为折现率;  $\rho_{t,h}$ 为第h年t时刻海上风电上网 电价,即通过日前市场清算获得的节点边际电价。

2)风机投资总成本为:

$$C_{\rm in} = \sum_{i=1}^{n} \frac{1}{\left(1+r\right)^{g_i-1}} E_{\rm set,i} C_{\rm in}^i$$
(14)

式中:C<sup>i</sup><sub>in</sub>为第i个阶段风机单位容量的投资成本,考 虑其会随着生产技术的发展而呈现逐步下降趋势, 本文通过建立式(15)所示拟合函数进行表示。

$$C_{\rm in}^i = a {\rm e}^{{}^{bg_i}} + c \tag{15}$$

式中:a、b、c为风机单位容量成本拟合函数的系数。 3)风机运行维护总成本。

海上风电场中风机运行维护总成本包括检修费 用、运行管理费用、损耗费用等,可表示为:

$$C_{\rm om} = \sum_{h=1}^{T_{\rm ope}} \frac{1}{(1+r)^{h-1}} C_{{\rm om},h} E_{{\rm total},h}$$
(16)

式中: C<sub>om.h</sub>为第h年风机单位容量运行维护成本; E<sub>total.h</sub>为截至第h年风机总装机容量,其值通过累计 第h年及之前所有装机容量获得。

4)风机在运行周期末的折余价值。

由于多阶段模型中风机投资的时间不同,部分 风机在运行周期末尚未达到周期寿命,存在折余价 值,本文采用年限平均法对其进行计算<sup>[10]</sup>。

定义风机的周期寿命为 $T_{tur}$ ,取寿命周期中每年的折旧率为 $\sigma=1/T_{tur}$ ,则第i个阶段投资的风机在周期寿命 $T_{tur}$ 中各年的折旧费用 $C_{dep,i}$ 为:

$$C_{\text{dep},i} = \sigma E_{\text{set},i} C_{\text{in}}^{i} (1 - \delta)$$
(17)

式中: 8为风机设备的净残值率。

则风机在运行周期末的折余价值F<sub>n</sub>可表示为:

$$F_{\rm rv} = \frac{1}{\left(1+r\right)^{T_{\rm ope}-1}} \sum_{i=1}^{n} \left( E_{\rm set, i} C_{\rm in}^{i} - \sum_{h=1}^{T_{\rm om, i}} C_{{\rm dep, }i, h} \right)$$
(18)

式中:*T*<sub>om,*i*</sub>为第*i*个阶段风机从投资到运行周期末的 累计运行时间;*C*<sub>dep,*i*,*h*</sub>为第*i*个阶段投资的风机在第 *h*年的折旧费用。

5)风机退役成本。

当海上风电场达到运行周期时,风机需要按计 划退役,会产生拆卸、运输、后续处理、海域复原等较 为高昂的费用。海上风电场的风机退役成本可表 示为:

$$C_{\rm ret} = \frac{1}{(1+r)^{T_{\rm ope}-1}} C_{\rm ret}^{\rm om} E_{\rm total}$$
(19)

式中: $C_{ret}^{om}$ 为风机单位容量的退役费用; $E_{total}$ 为风机 总装机容量。

2.2.2 约束条件

1)每个阶段的投资年份约束。

每个阶段的投资年份应为整数并位于规划期限 中,且后一阶段的投资年份不应早于前一阶段的投 资年份,可表示为:

$$\begin{cases} 1 \leq g_i \leq T_{\text{pla}} & g_i \in \text{int} \\ g_i \leq g_{i+1} & \forall i \in \{1, 2, \cdots, n-1\} \end{cases}$$
(20)

式中:int表示整数。

2)风机所属投资阶段约束。

每台风机安装所属的投资阶段*S*<sub>i</sub>需为整数且处于*n*个规划阶段中,可表示为:

$$\begin{cases} S_i \in \{T_1, T_2, \cdots, T_n\} & S_i \in \text{int} \\ i \in \{1, 2, \cdots, n\} \end{cases}$$
(21)

3)风机间距约束。

任意2台风机间均需要保持一定的间距,以保 证其能够安全稳定的运行,可表示为:

 $\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \ge D_{\min}$  ∀*i*,*j*∈{1, 2, …, N} (22) 式中: $D_{\min}$ 为风机之间的最小间距,取为风机叶轮直 径D的4倍<sup>[16]</sup>,即 $D_{\min}$ =4 $D_{\circ}$ 

4)规划海域边界约束。

所有风机位置需要满足位于规划海域内,可表 示为:

$$\begin{cases} x_{\min} \leq x_i \leq x_{\max} \\ y_{\min} \leq y_i \leq y_{\max} \end{cases} \quad \forall i, j \in \{1, 2, \cdots, N\}$$
(23)

式中:x<sub>min</sub>、x<sub>max</sub>分别为规划海域边界在横轴上的最小 值和最大值;y<sub>min</sub>、y<sub>max</sub>分别为规划海域边界在纵轴上 的最小值和最大值。

2.2.3 风电接纳水平评价指标

为体现规划方案对风电消纳不足或过剩的现象,定义弃风率、欠风率2个指标。

1)弃风率 $\eta_1$ ,指某个时段风电出力高于接纳水 平部分的功率差值 $\sum \Delta P_{i,h}^1$ 除以总风电功率 $\sum P_{i,h}^{Pre}$ ,可表示为:

$$\eta_1 = \sum \Delta P_{t,h}^1 / \sum P_{t,h}^{\text{Pre}}$$
(24)

式中: $\Delta P_{t,h}^{1}$ 为第h年t时刻风电出力高于接纳水平部分的功率差值。

2)欠风率 $\eta_2$ ,指某时段风电出力低于接纳水 平的功率差值 $\sum \Delta P_{i,h}^2$ 除以总接纳水平 $\sum P_{i,h}^w$ ,可表 示为:

$$\eta_2 = \sum \Delta P_{\iota,h}^2 / \sum P_{\iota,h}^{\mathsf{W}}$$
(25)

式中: $\Delta P_{t,h}^2$ 为第h年t时刻风电出力低于接纳水平的功率差值。

# 3 模型求解

采用直流潮流分析获得风电最大接纳水平和 节点电价的日前市场竞价模型。对该线性规划问题 可以基于 MATLAB 平台,通过 Yalmip 编程并调用 CPLEX 进行高效求解,得到运行周期中各时段常规 发电机组的出力水平及风电最大接纳水平,再进一 步求解上述线性规划问题的对偶模型,可以求得海 上风电的节点电价,并将其作为海上风电的清算 电价。

由于尾流模型的引入,本文所提出的多阶段规 划模型属于具有高维非线性的混合整数规划问题, 无法采用以梯度为基础的传统优化算法对其进行求 解,而群体智能算法是一种较好地兼顾求解效率和 优化结果的非线性问题求解方法。本文采用改进的 量子粒子群优化(IQPSO)算法<sup>[17]</sup>对多阶段规划模型 进行求解,其特有的粒子更新公式能够大幅增强算 法的搜索能力,提高求解效率。式(22)所示的机组 间距约束为非线性约束,可以通过在原目标函数式 (11)中增加惩罚函数形成新的增广目标函数,可表 示为:

$$\max B_{inv}^* = B_{inv} - M(\gamma) \sum_{u \in \Omega_{pF}} R(u)$$
 (26)

$$R(u) = \left| \min \left\{ 0, D_u \right\} \right| \quad u \in \Omega_{\text{PF}}$$
(27)

 $D_{u} = \sqrt{(x_{i} - x_{j})^{2} + (y_{i} - y_{j})^{2}} - d_{\min} \quad \forall i, j \in \{1, 2, \dots, N\}; i \neq j$ (28)

$$M(\gamma) = \frac{1}{e^{\rho(\gamma - 1)}} - 1$$
 (29)

式中: $B_{inv}^*$ 为增广目标函数; $M(\gamma)$ 为构建的自适应罚 函数因子;R(u)为第u个惩罚函数项; $\Omega_{pp}$ 为罚函数 项集合; $\rho$ 为罚因子系数; $\gamma$ 为可行解比例,满足  $\gamma \in [0,1]_o$ 

模型求解的总体流程图如图2所示。

# 4 算例分析

## 4.1 算例参数及场景设置

设定海上风电场分为3期规划投资,规划期限  $T_{pla}=12 a;项目拟投建运行周期 T_{ope}=25 a;风机周期$  $寿命 T_{tur}=25 a;选取长6 km、宽7 km的规划海域作$ 为风机的布置区域,其海面粗糙长度为0.05 m;风速和风向的原始数据来源于美国国家新能源实验室 Longford测量站数据。风机参数如附录A表A1所示;取风机单位容量投资成本的拟合函数系数



#### 图2 模型求解流程图

Fig.2 Flowchart of solving model

a=0.0283, b=-0.124, c=0.1372;风机单位容量的退役成本为200万元 / MW;折现率r=8%;设备净残值率 $\delta=6\%$ 。

以IEEE 30节点测试系统为例,风电接入节点 10;6台常规发电机组的运行和报价参数分别如附 录A表A2和表A3所示(为了突出本文主要内容,本 文中报价设为固定参数,但是本文模型和方法均适 用于动态报价)。选择4个季节的典型日负荷数据 (标幺值)如附录B图B1所示,以此表示年负荷变化 曲线。考虑到海上风电大多接入沿海经济快速发展 的区域,其长期电力负荷呈现"单边上扬"的快速增 长模式,因此假设未来年的区域电网总负荷具有如 附录B图B2所示的变化趋势,由此考虑中长期负荷 变化对指导电力规划的重要意义<sup>[18]</sup>。取图B2中的 负荷高增长模式作为基础案例,其投资年份最大负 荷值为350 MW。

# 4.2 多阶段规划结果与分析

为了验证本文所提出的多阶段规划方案的有效 性,本节算例设置2种场景进行比较:场景I,不考 虑建设时序,以单阶段规划方法在投资年份规划装 机容量及机组位置;场景II,考虑多阶段建设时序, 采用本文所提出的多阶段规划方法优化各阶段的投 资年份、装机容量及机组位置。2个场景的其他条 件一致。

以项目拟投建运行周期 T<sub>ope</sub> 中不同负荷水平为 基础,对以购电成本最低为目标的日前市场竞价模 型进行求解,获得项目拟投建运行周期 T<sub>ope</sub>中每个 季度典型日的风电最大接纳水平。以投资年份为 例,每个季度典型日的风电最大接纳水平波动曲线 如图3所示,其余年份具有相似特性。



以获得最大风电接纳水平以及节点电价为基础,进一步求解场景 I 和场景 II 对应的规划方案, 结果如附录 A 表 A4 所示。2个规划方案的最优布局 如图 4 和图 5 所示,图中 X、Y 分别表示风机位置的 横、纵坐标。单阶段规划方案的结果是在投资年份 安装 35 台风机,多阶段规划方案的结果是在第1个 阶段的最优投资年份(即第1年)安装 21 台风机,在 第2个阶段的最优投资年份(即第6年)安装 15 台风 机,在第3个阶段的最优投资年份(即第6年)安装 15 台风 机,在第3个阶段的最优投资年份(即第6年)安装 15 台风 机,在第3个阶段的最优投资年份(即第6年)安装 10 台风机。虽然多阶段规划方案的总投建风机数 量相比单阶段规划方案增加了 14 台,但多阶段规划



#### 图4 单阶段规划最优布局







方案中有较多风机属于第2、3个阶段投资,该阶段 风机的投资成本已较投资年份有了较大幅度的下 降,运行维护时长也较单阶段规划方案有所缩短,这 使得多阶段规划方案与单阶段规划方案在风机投资 总成本和风机运行维护总成本上的差值仅分别为 0.1、0.02亿元。2个规划方案的主要区别体现在海 上风电场的发电总收益、风机在运行周期末的折余 价值以及风机退役成本:相较于单阶段规划方案, 多阶段规划方案的海上风电场的发电总收益提升 了2.32亿元,风机在运行周期末的折余价值增加了 1.2亿元。综合考虑收益与成本后,多阶段规划方案 获得的最高净收益为14.75亿元,相比单阶段规划方 案获得的最高净收益10.89亿元提升了35.4%,体现 了多阶段规划方案在提升投资回报率上的优势。

以夏季典型日为例,图6(a)、(b)分别给出了第 1个阶段最优投资年份(即第1年)和第3个阶段最 优投资年份(即第12年)该日风电最大接纳水平和2 个规划方案下海上风电场的出力,其余季度也具有 相似特性。表1为2个规划方案对风电的消纳对比。



# 图 6 第 1 个和第 3 个阶段夏季典型日 风电接纳水平和风电出力

Fig.6 Wind power accommodation level and wind power output in typical day of summer at Stage 1 and 3

#### 表1 风电消纳情况对比

Table1 Comparison of wind power

规划方案	弃风率	<u>z</u> / %	欠风率 / %			
	第1个阶段	完整周期	第3个阶段	完整周期		
单阶段	34	7	39	28		
多阶段	8	3	21	17		

由表1可知,不论是在阶段典型日还是在完整的运行周期中,多阶段规划相比单阶段规划均具有更低的弃风率和欠风率,取得了更好的运营效果。

综上,考虑多阶段规划的场景Ⅱ比仅考虑单阶 段规划的场景Ⅰ具有更好的运营经济性,通过对海 上风电场进行多阶段规划,既能避免规划前期因超 前投资而造成机组设备的冗余和资源的浪费,也能 较好地满足规划中、后期因风电接纳水平提升对风 电出力的需求,由此也体现了海上风电场多阶段规 划相较于单阶段规划方案的优越性。

# 4.3 负荷增长模式的影响分析

在海上风电场多阶段规划模型中,负荷显著影响风电最大接纳水平,进而决定了多阶段规划方案的优化结果。因此,本节将对比附录B图B2中3种负荷增长模式下海上风电场多阶段规划方案的结果,如附录A表A5所示。

不同负荷增长模式下的风机最优投资年份和最 优装机数量不尽相同,但呈现出一定的规律特点:当 区域电网负荷处于高增长模式时,最优装机数量最 多为49台,第1个阶段与第2个阶段间隔5a,第2个 阶段与第3个阶段间隔6a,阶段间的时间间隔最长, 获得的总净收益最大;随着负荷增长率的降低,各阶 段获得的最优投资年份逐步向投资年份靠近,阶段间 的时间间隔逐步缩短,前、中期装机的比例增加,总净 收益下降。产生上述现象的主要原因是:当前、后规 划阶段存在高负荷差时,风电最大接纳水平也存在较 大差距,少量的装机已能满足前期所需的供能水平, 若前期装设过多风机,则不仅会大幅增加投资成本, 也会产生大量弃风,不利于提升风电场的经济效益: 中、后期投建的风机能弥补运营过程中由于装机容 量不足而缺少的供能水平,增加售电收益,且后期逐 步下降的风机投资成本也是促进收益增加的有利因 素;但随着负荷模式发生变化,负荷增长率降低,前、 后期负荷差距缩小,这使得风电最大接纳水平也逐步 接近,前、中期的装机能产生更高的运营收益,促进 各阶段投资年份的提前和前、中期装机比例的提升。

# 5 结论

为解决海上风电场单阶段规划与实际运行间缺 乏有效衔接的问题,并进一步提升海上风电场的投 资收益,本文综合考虑风电接纳能力和投资建设时 序,提出海上风电场多阶段规划方法。通过算例的 对比分析验证,得到以下主要结论。

1)日前市场竞价清算模型可评估市场环境下的 风电最大接纳能力以及获得清算电价,其对未来电 力市场环境下的海上风电场多阶段规划具有参考意 义,能够发挥市场在配置资源中的作用。

2)采用多阶段规划能显著提升海上风电场的经

济性,多阶段规划在投资净收益上比单阶段静态规划 提升了35.4%,有效解决了前期配置冗余、超前投资 以及后期装机容量不足、资源未得到充分利用等问题。

3)多阶段规划方案的优化结果与区域负荷增长 模式密切相关,负荷的高增长会促进阶段间时间间 隔,装机数量,中、后期装机比例及投资净收益的增 加。随着负荷增长率的下降,各阶段的最优投资年 份将向投资年份靠近,阶段间的时间间隔减小,前、 中期装机比例增加,总净收益下降。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

#### 参考文献:

- [1]许昌,杨建川,李辰奇,等.复杂地形风电场微观选址优化[J]. 中国电机工程学报,2013,33(31):58-64,7.
   XU Chang,YANG Jianchuan,LI Chenqi,et al. Optimization of wind farm layout in complex terrain[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(31):58-64,7.
- [2] LONG H, LI P K, GU W. A data-driven evolutionary algorithm for wind farm layout optimization [J]. Energy, 2020, 208: 118310.
- [3]张旭,罗先觉,赵峥,等.以风电场效益最大为目标的风电装机容量优化[J].电网技术,2012,36(1):237-240.
   ZHANG Xu,LUO Xianjue,ZHAO Zheng, et al. Installed capacity optimization of wind turbine generators considering maximum economic benefit of wind farm[J]. Power System Technology,2012,36(1):237-240.
- [4] 江岳文,陈晓榕. 基于 D-U空间混合多属性决策的风电场装机 容量优化[J]. 电网技术,2019,43(12):4451-4461.
   JIANG Yuewen, CHEN Xiaorong. Optimization of installed capacity of wind farm with mixed multiple attribute decisions based on D-U space[J]. Power System Technology, 2019, 43 (12):4451-4461.
- [5]黄杨,陈红坤,回俊龙,等.考虑风电接纳能力约束的风机装机 容量优化[J].武汉大学学报(工学版),2015,48(6):842-847.
   HUANG Yang, CHEN Hongkun, HUI Junlong, et al. Wind power capacity optimization considering accommodation of wind power constraints[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2015,48(6):842-847.
- [6] 姜欣,陈红坤,回俊龙,等. 计及弃风的风电场最优装机容量
  [J]. 电工技术学报,2016,31(18):160-168.
  JIANG Xin, CHEN Hongkun, HUI Junlong, et al. Optimal installed capacity of wind farm considering wind power curtailment[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2016, 31(18):160-168.
- [7] 江岳文,陈梅森. 兼顾风电接纳与风电商利益的风电装机容量 分层优化[J]. 电力自动化设备,2017,37(4):52-59.
   JIANG Yuewen, CHEN Meisen. Hierarchical wind-power installation capacity optimization considering grid wind-power accommodation and wind-power supplier's benefit [J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(4):52-59.
- [8] 国家能源局.关于2018年度风电建设管理有关要求的通知
   [EB / OL].(2018-05-18)[2020-12-24].http://zfxxgk.nea.gov. cn / auto87 / 201805 / t20180524\_3184.htm.
- [9] 娄素华,吕梦璇,王永灿,等.考虑投资风险的含风电系统电源 投资扩展规划研究[J].中国电机工程学报,2019,39(7):1944-1956.

LOU Suhua, LÜ Mengxuan, WANG Yongcan, et al. Generation investment expansion planning for wind power accommodation

considering investment risk[J]. Proceedings of the CSEE,2019, 39(7):1944-1956.

- [10] 曹严,穆云飞,贾宏杰,等.考虑建设时序的园区综合能源系统 多阶段规划[J].中国电机工程学报,2020,40(21):6815-6828.
   CAO Yan, MU Yunfei, JIA Hongjie, et al. Multi-stage planning of park-level integrated energy system considering construction time sequence[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(21):6815-6828.
- [11] 张沈习,程浩忠,李珂.考虑相关性的风力发电机组多阶段选 址定容规划[J].电网技术,2014,38(1):53-59.
   ZHANG Shenxi, CHENG Haozhong, LI Ke. Multistage planning for wind turbine generator considering correlations[J].
   Power System Technology,2014,38(1):53-59.
- [12] 马英浩,谢开贵,杨贺钧,等. 基于LCC的风火电打捆发电系
   统多阶段优化规划模型[J]. 电力系统自动化,2017,41(21):
   70-78.

MA Yinghao,XIE Kaigui,YANG Hejun,et al. LCC based multiperiod optimal planning model of bundled wind-thermal generation system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21):70-78.

- [13] 吕春泉,田廓,魏阳. 考虑可再生能源并网的多阶段电源与电网协调规划模型[J]. 华东电力,2013,41(9):1814-1820.
  LÜ Chunquan, TIAN Kuo, WEI Yang. Generation and transmission multi-stage coordination planning model considering the renewable energy integration[J]. East China Electric Power,2013,41(9):1814-1820.
- [14] 汪昌霜. 大规模新能源发电并网容量效益及消纳能力评估方 法研究[D]. 武汉:华中科技大学,2018.
  WANG Changshuang. Research on the capacity benefit and accommodating capability evaluation method of large-scale new energy power connected with power grid[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology,2018.
- [15] 张金辉,江岳文.考虑市场竞价与接纳的海上风电场装机容量 及布局分层优化[J].电网技术,2020,44(10):3837-3846. ZHANG Jinhui, JIANG Yuewen. Hierarchical optimization of installed capacity and layout of offshore wind farm considering market bidding and acceptance[J]. Power System Technology,2020,44(10):3837-3846.
- [16] KUSIAK A, SONG Z. Design of wind farm layout for maximum wind energy capture[J]. Renewable Energy, 2010, 35(3): 685-694.
- [17] JIANG Y W, CHEN M S, YOU S. A unified trading model based on robust optimization for day-ahead and real-time markets with wind power integration[J]. Energies, 2017, 10(4):554.
- [18] 李亦言,严正,冯冬涵.考虑城市化因素的中长期负荷预测模型[J].电力自动化设备,2016,36(4):54-61.
   LI Yiyan, YAN Zheng, FENG Donghan. Mid / long-term load forecasting model considering urbanization characteristics[J].
   Electric Power Automation Equipment,2016,36(4):54-61.

#### 作者简介:



江岳文

江岳文(1977—),女,湖南岳阳人,教授, 博士,研究方向为电力系统优化运行、风电 并网优化运行等(E-mail:jiangyuewen2008@ 163.com);

张金辉(1995—),男,福建寿宁人,硕士 研究生,主要研究方向为电力系统优化运行与 风电并网(E-mail:zhangjh\_1995@163.com)。 (编辑 王锦秀) distribution equipment[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(12): 108-113.

- [16] KRISHNA V B, GUNTER C A, SANDERS W H. Evaluating detectors on optimal attack vectors that enable electricity theft and DER fraud[J]. IEEE Journal of Selected Topics in Signal Processing, 2018, 12(4):790-805.
- [17] ISMAIL M, SHAABAN M F, NAIDU M, et al. Deep learning detection of electricity theft cyber-attacks in renewable distributed generation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(4):3428-3437.

作者简介:



陆 双(1997—),女,湖南衡南人,硕 士研究生,主要研究方向为智能电网中的信息处理技术(E-mail:1836996837@qq.com); 彭曙蓉(1975—),女,湖南长沙人,副 教授,博士,主要研究方向为智能信息处理 (E-mail:173764138@qq.com)。

陆 双

(编辑 陆丹)

# Identification method of abnormal photovoltaic users based on mean impact value and heuristic forward searching

LU Shuang<sup>1</sup>, PENG Shurong<sup>1</sup>, YANG Yunhao<sup>2</sup>, SU Sheng<sup>1</sup>, LIU Denggang<sup>1</sup>, ZHANG Heng<sup>1</sup>, WANG Shulong<sup>3</sup>

School of Electrical & Information Engineering, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China;
 College of Computer Science and Technology, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

3. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: With the country's vigorous promotion and support of the photovoltaic industry and the long-term nature of the national subsidy policy, many illegal users cheat the state subsidy by falsely recording the electricity generation. Aiming at the existing distributed photovoltaic anti-theft technologies, an identification method of abnormal photovoltaic users based on MIV (Mean Impact Value) and heuristic forward searching is proposed. By obtaining the power generation data of benchmark photovoltaic users and other photovoltaic users in the same time segment and the same area, the original data are used to train the BP neural network. And then according to the MIV calculation principle, two sets of new training samples are constructed, and the simulative results of new samples are used to calculate the MIV of each photovoltaic users. Combining heuristic forward searching algorithm, the users with high power generation data correlation with the benchmark photovoltaic users are filtered, and the unfiltered users are abnormal photovoltaic users. The simulative results verify the effectiveness of the proposed method for identifying abnormal photovoltaic users.

Key words: data correlation; benchmark photovoltaic users; identification of abnormal photovoltaic users; mean impact value; heuristic forward searching; BP neural network

(上接第91页 continued from page 91)

# Multi-stage planning of offshore wind farm considering wind power accommodation level and load increase

JIANG Yuewen<sup>1,2,3</sup>, ZHANG Jinhui<sup>1</sup>

(1. College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China;

2. Fujian Province University Engineering Research Center of Smart Distribution Grid Equipment, Fuzhou 350108, China;

3. Research Center of Integrated Energy Planning and Optimal Operation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China) Abstract: The current planning and construction of offshore wind farm rarely considers the construction time sequence, which mostly belongs to static single-stage planning and is easily lead to the lack of effective connection between the initial planning scheme and the operation at middle and late stages, for which, a multi-stage planning scheme for offshore wind farm considering wind power accommodation level is proposed. The day-ahead market trading model with the lowest electricity purchase cost as its objective is established to evaluate the maximum accommodation level of power grid to offshore wind power, and the maximum accommodation levels of regional power grid to offshore wind power are obtained under different load levels in the future years. On this basis, the planning period is divided into several stages, and a multi-stage planning model of offshore wind farm with the maximum net revenue of wind farm as its objective is built, which takes the investment year, number, location and the belonging investment stage of wind turbines as its optimization variables. Examples verify the effectiveness of multi-stage planning model in improving economic benefit of offshore wind farm compared with single-stage planning model.

Key words: offshore wind farm; multi-stage planning; wind power accommodation level; day-ahead market; installed capacity optimization

# 附录 A:

# 表 A1 海上风力发电机 6.0 MW 机组参数

# Table A1 Parameters of 6.0 MW offshore wind turbine

参数	数值	参数	数值
额定功率 Pe/MW	6.0	切入风速 v <sub>in</sub> /(m s <sup>-1</sup> )	3
风机轮毂高度 H/m	108	额定风速 ν <sub>r</sub> /(m s <sup>-1</sup> )	10.5
风机叶轮直径 D/m	171	切出风速 v <sub>out</sub> /(m s <sup>-1</sup> )	25
单位容量投资成本/(万元 MW <sup>-1</sup> )	1600	单位容量运维成本/(万元 MW <sup>-1</sup> )	10

# 表 A2 常规发电机相关参数

#### Table A2 Relative parameters of conventional generators

发电机节点	最大输出功率/MW	最小输出功率/MW	向上爬坡/(MW min <sup>-1</sup> )	向下爬坡/(MW min <sup>-1</sup> )
1	240	60	6	6
2	240	60	4	4
13	120	30	2	2
22	150	40	5	5
23	90	30	1.5	1.5
27	165	40	2	2

# 表 A3 常规发电机报价

# Table A3 Quotation of conventional generators

发电机节点	机组报价/[元 (MW h) <sup>-1</sup> ]	发电机节点	机组报价/[元 (MW h) <sup>-1</sup> ]
1	470	22	410
2	450	23	440
13	460	27	500

# 表 A4 各场景规划结果

Table A4 Planning results of each scenario

	机次	机次左// 回扣粉号/公		#旱/ム	投资成本/		运行	维护	售电收益/		折余价值/		退役成本/		海山米内三	
Т	仅页平衍 风机数重/日		以里/口	亿元		成本/亿元		亿元		亿元		亿元		1ず4天皿/7石/L		
	场景	场景	场景	场景	场景	场景	场景	场景	场景	场景	场景	场景	场景	场景	场景	场景
	Ι	Π	Ι	Π	Ι	Π	Ι	Π	Ι	Π	Ι	II	Ι	Π	Ι	Π
1	1	1	35	21	33.6	20.16	2.42	0.54	47.25	11.91	0.32	0.20	0.66	0.40	10.89	-8.99
2	—	6	—	15	—	8.88	—	0.73	—	15.38	—	0.51	—	0.29	—	5.99
3	—	12	—	13	—	4.66	—	1.13	—	22.98	—	0.81	—	0.25	—	17.75
总			25	40	22.6	22.70	2.42	2.40	47.25	50.27	0.22	1.50	0.66	0.04	10.90	14.75
计	_	_	33	49	33.0	55.70	2.42	2.40	47.25	30.27	0.32	1.52	0.00	0.94	10.89	14./5

Table A5 Multi-stage planning results under multiple load increase modes (Mode 1 is basic case)									
负荷增长模式	最优装机	第14	第1个阶段		第2个阶段		第3个阶段		
	数量/台	投资年份	数量/台	投资年份	数量/台	投资年份	数量/台	芯1 书 仪 皿 / 亿 / 几	
I.高增长	49	1	21	6	15	12	13	14.75	
Ⅱ.中增长	32	1	16	4	10	8	6	11.23	
Ⅲ.低增长	23	1	12	2	7	6	4	8.12	

## 表 A5 多种负荷增长模式下的多阶段规划结果(模式 I 为基础案例)

附录 B:



# 图 B1 投资年份四季典型日负荷曲线

Fig.B1 Load curves of typical day for four seasons in investment year





Fig.B2 Variation curves of total load under multiple increase modes