

文章编号:1005-9679(2018)02-0096-05

可再生能源发电的电量-电价动态仿真

李 仲¹ 孔令丞² 梁 玲³

(1. 上海工程技术大学 管理学院, 上海 201620; 2. 华东理工大学 商学院, 上海 200237;
3. 上海对外经贸大学 会展与旅游学院, 上海 201620)

摘 要: 针对售电商从发电商那里以不确定的批发价格购电, 然后以相对稳定的电价出售给电力消费者, 通过构建模型来描述发电商-售电商之间的 Stackelberg 关系, 研究竞价上网和管制零售电的混合型电力市场中间歇性可再生能源发电的投资决策。进而, 借助随机仿真法拟合可再生能源电波动在时间上的自相关性和实时电价的均值回归性, 重点研究间歇性可再生能源的可得性与最优产能组合, 仿真模拟发电投资的最优容量决策; 探讨实时价格波动性和供给不确定性对实时电价的影响, 为可再生能源发电实践提高决策的效率。

关键词: 可再生能源; 容量规划; 间歇性能源; 动态仿真

中图分类号: F 014.31 **文献标志码:** A

Dynamic Simulation on the Contracted Price and Capacity for Renewable Energy Source Power

LI Zhong¹ KONG Lingcheng² LIANG Ling³

(1. School of Management, Shanghai University Of Engineering Science, Shanghai 201620, China;
2. School of Business, East China University of Science and Technology, Shanghai 200237, China;
3. Tourism and Event Management School, Shanghai University of International Business and Economics, Shanghai 201620, China)

Abstract: In hybrid electricity markets which consist of a competitive upstream wholesale market and a regulated downstream markets, an electricity retailer purchases electricity from generator in the whole-sale electricity market with a volatile spot price and then sells it to end consumers at a fixed regulated price. In this article, we model the Stackelberg game between the electricity retailer and generator and then examine their investment decisions. By capturing the auto-correlated characteristics of wind speeds and mean reverting characteristics of spot price through stochastic stimulation, we find the optimal mix of renewable energy source electricity (RES-E) and convention electricity, explore the impact of spot price fluctuation and supply uncertainty on spot price and thus improve the efficiency for RES-E promotion.

Key words: renewabel energy source electricity; capacity planning; intermittent resource; dynamic simulation

收稿日期: 2017-07-04

基金项目: 国家自然科学基金面上项目“碳强度目标下可再生能源发电产业链的定价机制研究”(批准号: 71273091)。

作者简介: 李仲(1982—), 女, 湖北潜江人, 讲师, 研究方向: 物流与供应链、能源经济管理。E-mail: Lizhong@sues.edu.cn; 孔令丞(1963—), 女, 天津宝坻人, 教授, 博士生导师, 产业经济学博士和博士后, 华东理工大学商学院能源经济与环境管理研究所副所长, 研究方向: 产业经济、资源与能源经济。E-mail: kong7137@ecust.edu.cn; 梁玲(1978—), 女, 四川资阳人, 管理学博士, 研究方向: 运营与供应链。

1 可再生能源电力供应链的研究问题描述

从产业链来看,电力市场包括上游竞价上网的

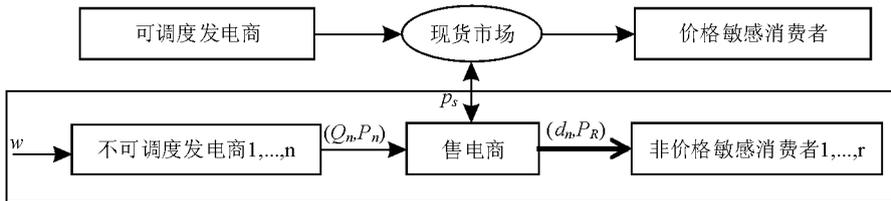


图 1 电力市场的供应链结构

1.1 需求价格分析

一种情形,批发市场中存在可以通过电价调整来协调生产调度的发电商和用电量的价格敏感性用户,决定电力现货市场的电价;与之相反的另一情形是不可调度的发电商和非价格敏感消费者,后者承受电价波动的影响,作为价格的接受者。不可调度的可再生能源发电输出具有间歇性,他们往往会与电力市场的售电商签订契约来避免遭受价格波动的风险。

1.2 供给影响电价

一方面,可再生能源发电力供给影响电价。可再生能源的并入对电价的平均水平以及电价的波动性都有显著的影响。与传统电力不同,可再生能源发电力的成本结构特殊,一方面是资本密集型项目,发电厂开始运营前,前期的建造成本巨大;另一方面是由于燃料等运营成本近似为 0,可再生能源发电力的边际成本几乎可以忽略不计。由于边际成本为 0,可以将可再生能源发电等效为负的需求,当可再生能源发电大规模并入时,相当于需求大规模降低,对实时电价有很大的冲击。除了成本结构不同外,可再生能源发电因为具有间歇性,对电价的波动水平也有影响。另一方面,电力优先调度曲线弹性影响电价。电力优先调度曲线相当于电力的供给曲线。优先调度曲线的弹性反映了供给曲线对电力价格的弹性。当优先调度曲线弹性较大时,可再生能源发电量波动时对实时电价的冲击比较大,而电价波动小时,可再生能源发电量波动对实时电价冲击比较小。

1.3 参数符号

p_R :零售市场的固定价格。

d_n :非价格敏感消费者的电力需求。

$P_s(t)$: t 时刻现货市场的电力价格,它遵循随机的过程,由可调配的发电商和敏感消费者决定。

$\tau_n(t)$: t 时刻间歇性可再生能源发电的强度。

电力合约市场(批发市场)和下游监管的电力零售市场(终端消费市场),电力批发市场一般是现货交易和契约交易的组合。电力市场结构如图 1 所示。

c_n :分摊在单位时间的单位容量的成本,可以被看作常数,也可以是 Q_n 的函数。

1.4 决策变量

p_n :间歇性可再生能源发电的契约价格。

Q_n :间歇性可再生能源发电的装机容量。

2 可再生能源电力供应链的电量与电价决策

可再生能源电力的供应链中包含具有间歇性的可再生能源电力生厂商(不可调度的发电商)和零售商,如图 1 中虚线矩阵所示。在 t 时刻,零售商以成交价 p_n 购买所有用可再生能源发电的发电商产生的电量 $Q_n \tau_n(t)$,零售商是非敏感消费者。如果可再生能源电力不满足零售商所需,他将在现货市场以现货价 $P_s(t)$ 购买剩余的电力来满足需求,事实上零售商可以以此价格向现货市场卖出超额的电力。因为零售商往往具有市场支配力,在这种斯坦克尔伯格(Stackelberg)寡头竞争模型中首先由零售商决定价格 p_n ,然后由电力生产商决定电量 Q_n 。在基本模型中, $P_s(t)$ 与 $\tau_n(t)$ 被认为是相互独立,因此,被作为电量 Q_n 的上限来确保输入可再生能源发电的容量就显得不重要了。

零售商在 t 时刻期望的利润可表示如下:

$$\Pi_t^R = p_R d_n + P_s(t) \int_{Q_n}^{\tau_n} (\tau_n(t) Q_n - d_n) f(\tau_n(t)) d\tau_n(t) - (P_n \tau_n(t) Q_n + P_s(t) \int_{0}^{d_n} (d_n - \tau_n(t) Q_n) f(\tau_n(t)) d\tau_n(t))$$

进行简化得到

$$\Pi_t^R = (P_s(t) - P_n) \tau_n(t) Q_n + (p_R - P_s(t)) d_n$$

该方程暗示了这样一个过程,零售商首先将非可调配电力商产生的所有电力买到现货市场,然后再在现货市场上购买电量去满足非敏感消费者的需求。因此,零售商的利润由两部分组成,一部分是将可再生能源发电倒卖到现货市场获利 $(P_s(t) - P_n) \tau_n(t) Q_n$,另一部分是将电力卖给最终消费者而获利

$(P_R - P_s(t))d_n$ 。在时段 $[0, t]$ 期间, 发电商实现的利润是

$$\Pi_n^s = \int_0^T (P_n \omega(t) Q_n - Q_n c_n) dt$$

发电商选择最优的 Q_n^* 去实现 Π_n^s 的, 最优的 (P_n^*, Q_n^*) 满足一阶条件等于 0, 则有

$$\int_0^T (P_n \omega(t) + Q_n \frac{dP_n}{dQ_n} \omega(t) - c_n) dt |_{(P_n^*, Q_n^*)} = 0$$

因此 (P_n^*, Q_n^*) 的最优解是:

$$\begin{cases} \int_0^T (P_s(t) \frac{dQ_n}{dP_n} - \frac{sQ_n}{dP_n} - Q_n) \omega(t) dt |_{(P_n^*, Q_n^*)} = 0 \\ \int_0^T (P_n \omega + Q_n \frac{dP_n}{dQ_n} \omega(t) - c_n) dt |_{(P_n^*, Q_n^*)} = 0 \end{cases} \quad (1)$$

解(1)式可得:

$$(P_n^*, Q_n^*) = \begin{cases} Q_n^* = 0, & P_n^* \in (0, c_n), \text{ if } \int_0^T P_s(t) \omega(t) dt \leq \int_0^T c_n dt \\ Q_n^* = Q_{max}, & P_n^* \in (c_n, \infty), \text{ if } \int_0^T P_s(t) \omega(t) dt > \int_0^T c_n dt \end{cases}$$

这意味着如果风力发电的单位装机容量的市场价值在 t 时期高于成本, 零售商的报价仅仅略高于可再生能源发电商所承受的成本 c_n , 发电商愿提供的最大单位装机容量是 Q_{max} ; 否则, 零售商如果提供低于 c_n 的任意价格, 发电商将不安装风力发电机。

3 现货市场的电价与风力发电的模拟仿真

下面通过模拟仿真, 拟合现货市场的电价与风力发电的输出。

3.1 模拟电力价格 $P_s(t)$

虽然电力的现货价格受到可再生能源发电的供应影响, 但当可再生能源发电供应电量低的时候, 这种影响可以被忽略。也就是说, 如果间歇可再生能源发电的渗透率很低, $P_s(t)$ 就可以认为是外生。在这种情况下, $P_s(t)$ 被解释为两部分的总和, 一部分是可预测的, 可以由一个已知的确定的时间函数 $p_s(t)$ 来描述, 这个函数独立于风力发电的产出功率 $\omega(t)$; 另一部分是一个离散的随机过程 X_t , 这样可以得到方程 $P_s(t) = p_s(t) + X_t$ 。

借鉴随机过程理论, 有 $dX_t = -kX_t dt + \gamma dZ$ 。其中, $k > 0, X(0) = X_0$, 且 dZ 表示标准布朗运动的增量 $Z(t)$, 因此, 服从一个长期均值为零和速率调整为 k 的稳定的均值回归过程。显示解是

$$P_s(t) = p_s(t) + X_0 e^{-kt} + \gamma \int_0^t e^{-k(t-s)} dZ(s)$$

$P_s(t)$ 是一个均值为 $P_s(t) = p_s(t) + X_0 e^{-kt}$ 且方差为 $\frac{\gamma^2}{2k} (1 - e^{-2kt})$ 的正态分布。

3.2 模拟风电输出 $w(t)$

间歇性可再生能源发电强度 $w(t) = 0$, 意味着 t

时刻没有可再生能源的投入; $w(t) = 1$, 表示可再生能源发电的电厂在 t 时刻可以产出额定功率的电量。因此, 在 Δt 时间内装机容量 Q_n 下, 可再生能源发电的产出是 $w(t) Q_n \Delta t$ 。 $w(t)$ 遵循随机过程, $f(w(t))$ 是一个密度函数, 则 $w(t)$ 在区间 $[t, t + \Delta t]$ 内的期望是 w_t 。

Hennessey(1977) 等早期研究得出, 韦伯分布 (weibull) 可以较好拟合风能的概率密度分布, 风速 v 的概率密度函数为 $w(v) = \frac{a}{b} v^{a-1} e^{-(\frac{v}{b})^a}$, 分布函数为 $W(v) = 1 - e^{-(\frac{v}{b})^a}$, 式中参数 a 是涡轮尺度, b 是涡轮形状, 且 $a, b > 0$ 。但由于韦伯分布的显著缺点在于忽视了风速的时序特性和风速发电的功率输出, 即没有考虑到风力发电的风速的自相关性。事实上, 这一秒的瞬间风速如果大, 那么下一秒的瞬间风速不会突然为零。基于风能资源的这一特性, 学者们建议考虑到风速的自相关时序性和波动特性, 采用连续的蒙特卡洛模拟, 获得风速在给定概率分布下的独立样本, 并借助自回归平均移动平滑 (ARMA) 模型测定风速。借鉴文献 (Billinton, 1996^[13]), t 时刻风速 y_t 的数据序列 ARMA(n, m) 模型:

$$y_t = \varphi_1 y_{t-1} + \varphi_2 y_{t-2} + \dots + \varphi_n y_{t-n} + \alpha_t - \theta_1 \alpha_{t-1} - \theta_2 \alpha_{t-2} - \dots - \theta_m \alpha_{t-m}$$

式中, $\varphi_i (i = 1, 2, \dots, n)$ 是自回归系数, F 统计量检验通过有 n 期;

$\{\alpha_t\}$ 是均值为 0 而方差为 σ_α^2 的白噪声过程, 服从于独立正态分布, 即 $\alpha_t \in NID(0, \sigma_\alpha^2)$;

$\theta_j (j = 1, 2, \dots, m)$ 是移动平均系数, F 统计量检验通过的有 m 项;

当 $t = 0, y_0 = \alpha_0 = 0$ 。

第一步: 模拟白噪声 α_t ;

第二步: 用风速时间序列 ARMA 模型得到 t 时模拟风速 y_t ;

第三步: 模拟 t 时的风速 v_t , 依据历史风速观测数据统计, 求得 t 时风速的平均值为 μ_t 和标准差为 σ_t , 则模拟风速为 $v_t = \mu_t + \sigma_t \cdot y_t$;

第四步: 依据风机功率的输出概率密度, 测度 t 时刻风电输出功率强度的模拟值 w_t 。根据风机-风力技术参数, 如图 2 所示, 当风力介于额定转速和切入风速 $v_r \sim v_w$, 最适合风机运行, 达到额定输出功率 100%; 当风力速度在空载转速和额定转速 $v_0 \sim v_r$, 风机部分有效运行, 发电效率为 $(A + Bv_t + Cv_t^2)$, 其中 A, B, C 是常数。

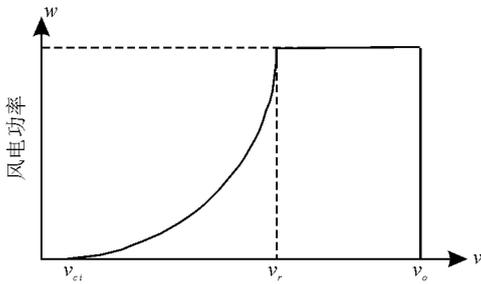


图 2 风电功率输出

4 可再生能源发电的实时动态仿真

以往的研究均假设风力分布具有一定分布特性,本节利用某一地区风力的历史数据运用动态仿真模拟风力未来的输出密度频率,找到风力的一般分布特性。为了验证模型稳定性,本文首先参考前人研究假设,即风速服从韦伯分布,依据从文献(Fernando,2007^[14])中得到风速的 30 天数据样本,其中 $a = 6.4919, b = 2.0937$ 。而且,基于风能资源的瞬间风速不会突然为零这一特性,使用 Billinton (1996)的自回归滑动平均模型 ARMA(3,2)的结果 $y_t = 1.7901y_{t-1} - 0.9087y_{t-2} + 0.0948y_{t-3} + \alpha_t - 1.0929\alpha_{t-1} - 0.2892\alpha_{t-2}, \alpha_t \in NID(0, 0.474762^2)$,对观测到的风速进行回归得到 4.2 节第一步中的数据,并且产生了参数为自回归滑动平均模型 ARMA(3,2)的方程。利用蒙特卡洛法去计划接下来 300 天的风速和从风速来计划风机产生的电力。风力发电的风机设备对风速要求有一个可行范围,本文取风速只有在 20~80 公里/秒才能实现正常发电,低于 20 公里/秒和高于 80 公里/秒时,风机设备无法输电并网。

4.1 风电输出密度的仿真

借助仿真软件读取历史风速,加入风力速度的自相关性因素,通过历史 360 天数据来预测未来 360 天的风速,由此得到未来 360 天风速的预测数据样本的随机序列分布近似为正态分布,如图 3 所示。

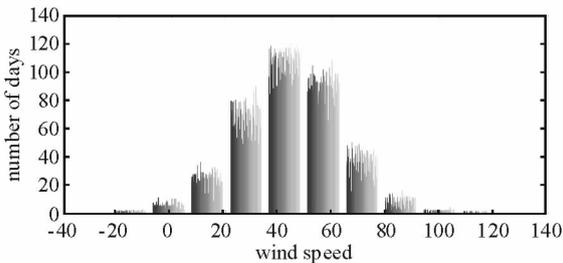


图 3 风速随机序列的直方图

接下来模拟风力电力输出,利用生成的 360 天风力速度模拟数据,得到了对应的风机输出功率的拟合分布,如图 4 所示。数据拟合得到风力输出密

度的概率密度,横轴即为风机功率的输出概率密度,当风力速度在 20~80 公里/秒,风机功率的概率密度趋近于 1,此时的发电频率最高。

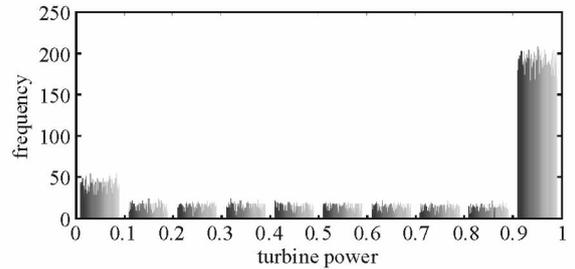


图 4 风电输出拟合曲线(频谱)

4.2 电价的随机动态仿真

关于电力市场结构的波动,通过模拟电力价格分布来分析。首先收集了 ICE (Intercontinental Exchange)2015 年的电价(日均值),如图 5 所示。

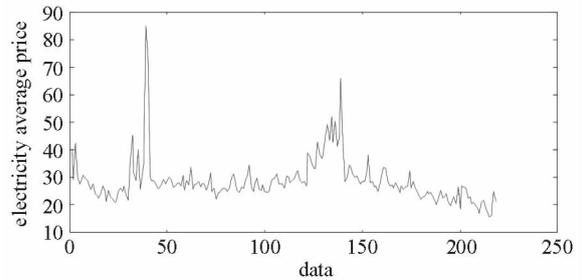


图 5 实时电价序列拟合

虽然电价的波动没有明显分布特性,属于一般分布,但对应的直方图表明,电价偏低时的需求量最高,随着电价渐增,需求也急速减少。

接下来依据 4.1 节电价的外生性模型,采用 ARMA(3,2)时间序列模型来预测未来 300 天电价,其直方图如图 6 所示。

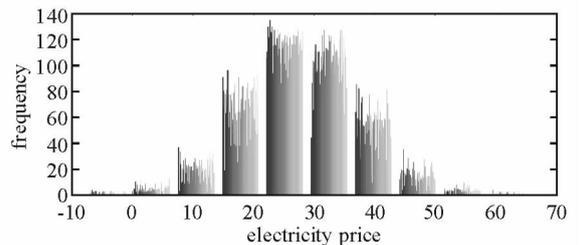


图 6 实时电价随机序列直方图

如图 6 所示,通过未来需求预测的实时电价序列直方分布可以看出,需求随电价波动近似正态分布。

4.3 发电效益的随机动态仿真

通过对风力分布和电价波动的模拟仿真,针对市场电力结构和容量投资对利润影响的随机动态仿真如图 7 所示。

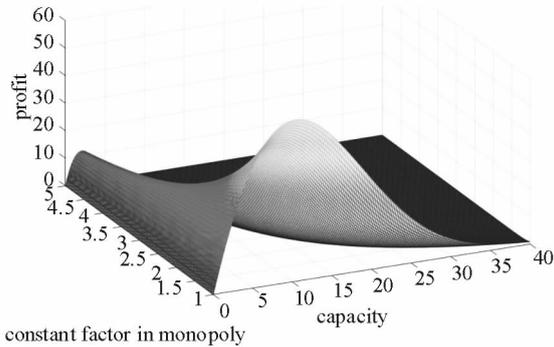


图 7 发电利润与电价/可再生能源发电容量的关系

如图 7 所示,纵轴是发电商的利润,横轴左侧是市场结构弹性,从容量投资决策来看,发电商的利润函数是关于容量投资的凹函数,当容量投资大到一定程度时,受投资成本的影响,发电商的利润会从峰值拐点处开始下降。但值得注意的一点是,市场机构弹性越大,表明发电商的可再生能源电在电力市场上替代不可再生能源电的比例越大,这会引起电价的下跌。因此,从图 6 中可以看到,当市场结构弹性从 1 增加到 4.5 单位时,发电商的利润函数关于容量投资决策的拐点会随着市场结构弹性的增加而下移,说明当可再生能源电在电力市场上具有高替代性时,会引发电价的下跌,这对电力市场和用户是有益的,但对发电商而言,最优利润点反而下降了。

5 结语

可再生能源发电仍然处于发展初期,在商业化应用的过程中,技术进步的影响和装机容量规模的扩大,势必带来建造成本降低和发电效率的提高,从而导致整个电力市场定价机制的变动。可再生能源发电技术的大规模应用取决于成本经济性以及未来市场的供求关系。这可以通过“干中学”(Doing by Learning)过程获取,但创新投资规模报酬递减对其可持续发展存在制约,这就要求政府制定市场刺激政策,加快技术进步的成本效应。现实中,电力结构调整已经与上游竞争性的批发市场和下游受监管的零售市场共同创造了一个混合的市场结构。各国政府和国际社会对能源与环境的干预结果,都能成为学习进步和规模报酬的综合成本效应下能源效率和能源结构互动的解释。可再生能源发电对化石能源的边际技术替代率提高到一定程度后,通过调整定价保证产业链的动态技术匹配和规模衔接,就成为一种可行的思路。因此,本文探讨了间歇性所产生的生产者面临的价格风险。研究发现,由于发电商

面临着上游可再生能源供给概率不确定和下游用户需求不确定的双重不确定情景,装机容量的投资决策也受到关键参数的影响,比如市场电力价格、可再生能源发电输出密度、电场建造和运营成本以及用户需求函数的特点。通过这些研究,能够让发电商在两头均不确定的情景下,较为理性地做出装机容量的投资决策。

参考文献:

- [1] CORINNA K, CHRISTIAN N, KARSTEN B. Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—a comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK[J]. *Energy Policy*, 2008(36):3646-3661.
- [2] CHAO H. Efficient pricing and investment in electricity markets with intermittent resources[J]. *Energy Policy*, 2011,39(7):3945-3953.
- [3] GREEN T, GROSS R, HEPTONSTALL P, et al. Intermittent renewable generation and the cost of maintaining power system reliability[J]. *Iet Generation Transmission & Distribution*, 2008, 2(1):82-89.
- [4] ARTHUR H. Economic curtailment of intermittent renewable energy sources [J]. *Energy Economics*, 2015, 62(3):370-379.
- [5] KETTERER JC. The impact of wind power generation on the electricity price in Germany[J]. *Energy Economics*, 2014, 44(0):270-280.
- [6] LE-REN C C, YAO C Y. Strategies for Operating Wind Power in a Similar Manner of Conventional Power Plant, *Energy Conversion*[J]. *IEEE Transactions on*, 2009, 24(4):926-934.
- [7] CLUDIUS J, HERMANN H, MATTHES F C, et al. The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008-2016; estimation and distributional implications[J]. *Energy Economics*, 2014(44):302-313.
- [8] GEMAN H, RONCORONI A. Understanding the fine structure of electricity prices[J]. *The Journal of Business*, 2006, 79(3):1225-1262.
- [9] Adriaan Hendrik van der Weijde, Benjamin F. Hobbs, The economics of planning electricity transmission to accommodate renewables—Using two-stage optimisation to evaluate flexibility and the cost of disregarding uncertainty [J]. *Energy Economics*, 2012(34):2089-2101.