

计及线路电热耦合的新能源接入通道全寿命经济性评估

张睿祺, 董晓明, 王孟夏, 杨明, 王勇

(电网智能化调度与控制教育部重点实验室(山东大学), 山东省济南市 250061)

摘要: 以大规模风电远距离传输并网为研究背景,考虑环境因素对新能源传输通道载流规律及其机械性能劣化影响的同步作用,将电热协调理论与线路老化失效模型有机结合。首先,提出了基于电热耦合和全寿命周期成本的新能源承载线路最大允许温度评估模型,为电网的新能源消纳能力及其运行绩效提供评价依据。模型依据多种最大允许温度设定方案,连续化处理环境变量值,基于架空导线热惯性方程模拟线路全年电气和物理状态参量的变化。然后,统计各温度区间的持续时间并依据输电线路老化失效模型预估线路全寿命周期性能演化。基于故障率模型计算线路全寿命周期成本,在单位风电接入收益固定的前提条件下建立输电线路投资年平均利润与线路最大允许温度的函数解析表达,从而实现年平均利润最大化目标。最后,通过实际场景算例分析验证所提模型的有效性,及其对提高系统运行经济性和安全性的作用。

关键词: 老化失效; 电热耦合; 全寿命周期; 故障率; 年平均利润

0 引言

由于资源禀赋及其分布特性,可大规模集中开发利用的可再生能源需要以电能形式从偏远地区通过专用的架空输电线路输送至负荷中心。由于可再生能源(风能、光能等)的间歇性和波动性,新能源出力可能出现短时峰值功率,如果以传统的静态热定值(STR)作为新能源接入通道的越限标准,则会迫使新能源发电长期低功率输出,输电线路普遍处于轻载运行状态,输电通道利用率低下。由此可见,采用传统的基于STR的弃风(光)策略,不能完全发挥线路的输电能力和电网的传输效率^[1-2]。

20世纪70年代提出的动态热定值(DTR)技术根据导体材料能够耐受的最大允许温度和量测的环境变化量,运用导线电热平衡规律对输电线路的实时温度进行跟踪和在线评估^[3-5]。相对于较为保守的STR技术,将温度作为线路越限评判依据的DTR技术可以充分挖掘线路的输电潜能,在电网的调度和控制决策中有着更显著的优越性,这也是电热协调(ETC)理论的核心价值^[6-7]所在。虽然,ETC理论的应用可以提高线路的输送功率,但也随之产生元件部分时段温度的大幅上升。根据电力元件运行可靠性理论,高温导体的退火是导线抗拉强度损

失的主要原因^[8]。大量的实验和数据分析表明,导线温度越高,退火之后抗拉强度的损失值越大^[9-10]。导线机械抗拉强度的减弱导致输电线路不断老化,其故障率不断上升,故障次数相应增加^[11-12]。当抗拉强度损失到达一定程度时,导线的服役寿命可视作结束,这是一个逐渐累积且不可逆的过程^[13-14]。

在全寿命周期成本理论中,线路投资和弃风代价的对比问题是规划阶段主要解决的问题。ETC理论可以提高线路的利用效率,增强系统对可再生能源的消纳能力^[15-17],减少弃风量,增加线路投资的收益,但与此同时会缩短线路的服役寿命,提高线路故障率和增加故障次数,从而导致运行成本和维护成本的不断增加^[18-21]。因此,对输电线路的收益及成本与最大允许温度的评估模型进行综合且细致的讨论,可以在规划阶段初步评估线路的平均利润,对ETC理论的进一步应用至关重要。

据此,本文综合考虑电热耦合和全寿命周期成本,在多种环境因素影响下,以新能源发电与线路载流同步时序模拟为基础,建立输电线路投资收益和成本的评估模型,为线路运行取得最高年平均利润时的最大允许温度设定提供理论参考。

1 基于最大允许温度的数学模型

1.1 单位小时平均接受功率评估模型

建立在偏远地区的大型风电场通过特定的架空线路输送电能并最终接入电力系统,假设母线端配

收稿日期: 2019-06-19; 修回日期: 2019-09-10。

上网日期: 2019-12-02。

山东省重点研发计划资助项目(2019GGX103044)。

置有充足的无功补偿装置,风电场发送端和系统接受端母线电压可以认为保持在额定电压附近。上述两节点等值系统的结构图如图1所示。

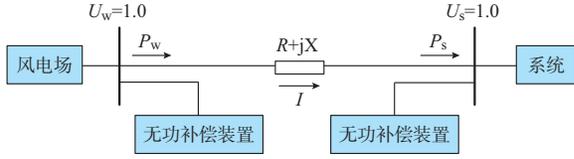


图1 两节点等值系统
Fig.1 Two-node equivalent system

对于上述等值系统,根据电力传输理论,文献[22]将发送和接受两端的电能传输功率,以及输电线路产生的功率损耗可表示为:

$$P_w = \frac{XU_wU_s\sin\theta - RU_wU_s\cos\theta + RU_s^2}{R^2 + X^2} \quad (1)$$

$$P_s = \frac{XU_wU_s\sin\theta + RU_wU_s\cos\theta - RU_s^2}{R^2 + X^2} \quad (2)$$

$$P_{\text{loss}} = I^2R = \frac{2RU_s^2 - 2RU_wU_s\cos\theta}{R^2 + X^2} \quad (3)$$

式中: P_w 、 P_s 和 P_{loss} 分别为风电场输出有功功率、系统接受有功功率和线路有功功率损耗; U_w 和 U_s 分别为发送端和接受端母线的电压值; R 和 X 分别为线路的电阻和电抗; I 为线路的电流值; θ 为线路两端的相角差。

若以标幺值代入式(1)~式(3),其功率方程可转化为:

$$P_w = \frac{Z_b(x\sin\theta - r\cos\theta + r)}{L(r^2 + x^2)} \quad (4)$$

$$P_s = \frac{Z_b(x\sin\theta + r\cos\theta - r)}{L(r^2 + x^2)} \quad (5)$$

$$I^2 = \frac{Z_b^2(2 - 2\cos\theta)}{L^2(r^2 + x^2)} \quad (6)$$

式中: Z_b 为阻抗的基准值; L 为导体长度; r 和 x 分别为导体单位长度的电阻和电抗值。

输电线路的温度由输电线路的载流量和环境变量(日照、风速、风向、气温)共同决定,其变化过程与导体的吸热和散热直接相关。IEEE标准^[3]已对此过程有详尽描述,本文仅列出温度变化的热动态微分方程为:

$$mC_p \frac{dT}{dt} = I_b^2 I^2 r + q_s - q_c - q_r \quad (7)$$

式中: m 为导体单位长度的质量; C_p 为导体材料的比热容; T 为线路温度; I_b 为线路电流的基准值; q_s 为单位长度导体吸收太阳日照的热量; q_c 为单位长度导体的对流散热量; q_r 为单位长度导体的辐射散热量。

式(7)中导体电阻与导体温度的关系如式(8)

所示。

$$r = R_1 + \sigma(T - T_1) \quad (8)$$

式中: R_1 为导体制造商规定的额定环境温度 T_1 下单位长度导体的电阻; σ 为导体材料的电阻温度系数。

系统量测以及检测数据,往往以等时间间隔的离散数据获得,因此在一年全时间段内系统接受的功率可以以离散均值的形式给出,即系统接受的电能总和与单位小时平均接受功率分别表示为:

$$W_s = \sum_{n=1}^M \frac{(P_s(n) + P_s(n+1))\Delta t}{2} \quad (9)$$

$$P_m = \frac{W_s}{365 \times 24} \quad (10)$$

式中: W_s 为系统全年接受的电能; $P_s(n)$ 和 $P_s(n+1)$ 分别为时间段 Δt 的始端功率和末端功率; P_m 为单位小时平均接受功率; M 为时间段 Δt 的总数。

当风电场不弃风时其接受电能达到最大,与之相对应的平均接受功率也达到最大,随着最大允许温度的增大,系统可接受的电能不断增加,但增加程度会不断减小。在此条件下,本文将单位小时平均接受功率的方程表示为:

$$P_m = P_{\text{max}} - AT_m^b \quad (11)$$

式中: P_{max} 为不弃风时的系统平均接受功率; T_m 为导体最大允许温度; A 和 b 均为与导体周围环境相关的系数。

1.2 输电线路服役寿命评估模型

高温导体的退火直接导致线路抗拉强度的损失,进而影响输电线路的服役寿命。Morgan等人对线路抗拉强度损失和温度的关系做了详细的研究和计算。文献[9]对不同最大允许温度下线路的服役寿命进行评估,将全年的温度数据分成 n 段并统计各时长为 t_1, t_2, \dots, t_n ,并认为每个区间 t_i 中导线温度 T_i 保持恒定,由于 T_i 一般取各个温度区间的最大值,式(13)的计算结果往往偏小,因此需对其进行修正。本文借鉴该方法评估线路的服役寿命,其中抗拉强度损失的计算方法为:

$$\bar{t}_i = e^{A_1 + B_1 T_i} \quad (12)$$

$$W_{(80)} = \left(\sum_{i=1}^n \frac{t_i Y_1}{\bar{t}_i} \right)^{C_1} \quad (13)$$

$$\ln W_{(F)} = \ln W_{(80)} + K \ln \frac{F}{80} \quad (14)$$

式中: \bar{t}_i 为导线运行在温度 T_i 下抗拉强度损失1%所需的时长; A_1, B_1, C_1, K 和 F 均为与导体材料属性相关的系数; Y_1 为线路的服役寿命; W 为导线抗拉强度损失的百分比。

若不断增大最大允许温度,线路的服役寿命将

不断减小,且减小幅度不断增大,当其增大到极限时,服役寿命是一个很小的正数。在此条件下,本文中导线寿命的评估方程表达为:

$$Y = Ce^{dt_m} = kY_1 \quad (15)$$

式中: C 和 d 分别为与导体材料和周围环境相关的系数; k 为修正系数,取值范围为1.05~1.15。

1.3 输电线路投资的年平均利润评估模型

架空输电线路在全寿命周期可能遭受多次故障威胁,按照国家电网有限公司颁布的输电线路故障后果标准^[23],导线故障被分为3种类型:一般故障、较大故障和严重故障;发生次数占比分别为 $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$;故障成本和维修成本的和分别为 c_1, c_2, c_3 ;维修所需时长分别为 h_1, h_2, h_3 。输电线路老化过程常用Weibull分布来描述,当温度越低时故障率越小,因此在分布中考虑温度的影响^[11],将导线服役寿命代入故障率函数得:

$$h(t) = \frac{\beta}{365Y} \left(\frac{t}{Y} \right)^{\beta-1} \quad (16)$$

式中: β 为形状参数,与导体材料有关; t 为导线投运时间。输电线路的故障次数由导体长度和故障率共同决定,其表达式如式(17)所示。

$$N(t) = Lh(t) \quad (17)$$

式中: $N(t)$ 为线路在第 t 年发生故障的总次数。

全寿命周期成本理论在文献[15-16]中已有详尽的描述,根据该理论,可将线路在服役寿命期间的总成本函数表示为:

$$C_A = C_1 + \sum_{t=1}^Y \lambda^t (C_{Or} + C_{M_r} + C_{F_t}) - C_D \lambda^Y \quad (18)$$

其中

$$C_1 = C_{al}L \quad (19)$$

$$C_{M_r} + C_{F_t} = (N(t) - N(t-1)) \sum_{i=1}^3 \alpha_i c_i \quad (20)$$

$$C_D = pC_1 \quad (21)$$

$$\lambda = \frac{1 + R_1}{1 + r_1} \quad (22)$$

式中: C_A 为输电线路运行 Y 年的总成本; C_1 为初始投入成本; C_{al} 为线路单位长度的初始投入成本; C_{Or}, C_{M_r}, C_{F_t} 分别为线路第 t 年运行成本、维修成本和故障成本; R_1 为人工材料费用增长率; r_1 为社会贴现率; C_D 为废弃成本,属于收入型成本; p 为废弃成本百分比。

输电线路投资根据系统的接受电量获得补贴,补贴与接入电量成正比,其系数由线路长度确定。本文中投资者在服役寿命期间的总收益表示为:

$$R_A = \left(365 \times 24 P_m Y - N \sum_{i=1}^3 \alpha_i h_i \right) a \quad (23)$$

式中: R_A 为输电线路运行 Y 年的总收益; a 为单位电量的补贴金额。

基于式(23),建立的输电线路投资的年平均利润评估模型可表达为:

$$P = \frac{R_A - C_A}{Y} \quad (24)$$

式中: P 为线路运行 Y 年的平均利润。

2 模型算法分析

在不同的最大允许温度下,系统可接受的最大功率通过DTR的等步长逼近法求得,该方法的流程图如图2所示,具体步骤如下。

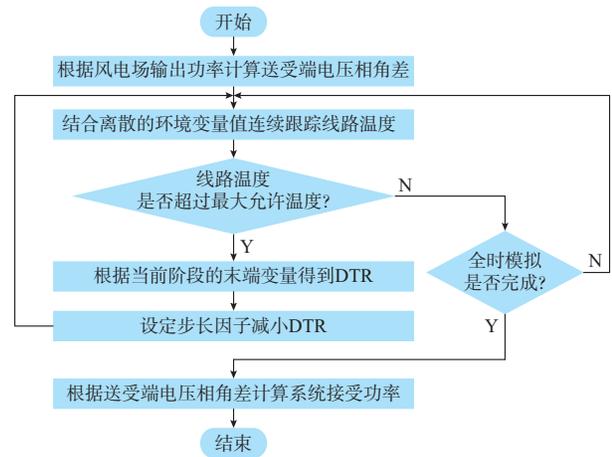


图2 方法流程图
Fig.2 Flow chart of the method

步骤1:基于风电场输出功率,根据式(4)计算两端电压相角差,为简化计算,将该式中的电阻变量设为固定值,同时将计算得到的角度差代替功率作为计算变量,结合离散的环境变量根据式(7)连续跟踪线路温度变化。

步骤2:判断线路温度是否超限,若没有超限,则根据步骤1计算下一阶段;若超过最大允许温度,则先以当前阶段的环境变量值根据式(7)的右端等式得到DTR,重新判断线路温度是否超过最大允许温度,如果仍旧超限,设定一个固定步长因子不断减小该值直到线路运行处于安全状态。

步骤3:线路全时模拟完成后得到电压相角差序列,根据式(5)和电阻的固定值计算得到系统接受功率。

3 算例分析

参照江苏某400.5 MW风电场的实际数据,本

章通过算例计算验证本文所提出的计及电热耦合的输电线路最大允许温度评估模型的有效性。算例中系统基准电压和基准容量分别为 110 kV 和 100 MVA;输电线路采用 LGJ-400/65 型导线,其铝线部分横截面积为 398.9 mm^2 ;线路外径为 28.14 mm,线路长度为 80 km;初始温度为 $10 \text{ }^\circ\text{C}$;导体单位长度电抗为 $4 \times 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{m}$;单位长度质量为 1.489 kg/m。

根据风电场输出功率计算系统接受功率的过程中,线路单位电阻设为定值 $8.235 \times 10^{-5} \text{ } \Omega/\text{m}$ 。依据线性化处理的离散环境变量值计算线路温度时,线路电阻与温度线性相关且连续变化,步长因子为 0.000 1。算例中使用的数据是此风电场某年全年的数据(风电场输出功率、风速、风向、气温),而光照强度则按照 IEEE 标准^[3]变化,时间间隔为 15 min,在不同的最大允许温度下,单位小时平均接受功率的计算结果如图 3 平均功率拟合曲线所示。通过对离散的功率模拟值进行幂逼近拟合,可以得到此风电场平均功率与最大允许温度的关系式,其中环境系数 A 和 b 分别为 1 071 和 -1.542 。由平均功率拟合曲线可知,随着最大允许温度的增大,单位小时平均接受功率不断提高,但增长幅度不断减小,从 $60 \sim 70 \text{ }^\circ\text{C}$ 的 0.42 MW 减少为 $170 \sim 180 \text{ }^\circ\text{C}$ 的 0.03 MW。

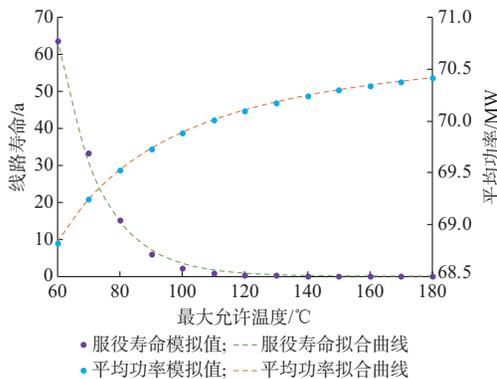


图3 单位小时平均接受功率和线路服役寿命变化曲线
Fig.3 Variation curves of average received power per hour and service life of lines

以上一阶段的温度计算结果为基础,结合输电线路服役寿命模型,评估线路服役寿命。文献[9]中对导体材料系数 A_1, B_1, C_1, K 和 F 的给定值分别为 4.7, $-0.123, 0.26, 8.1$ 和 96。文献[10]中认为 $W_{(F)} = W_{\max} = 10$ 时,导线的服役寿命可视为结束。修正系数 k 取值为 1.10,不同允许温度下的线路服役寿命计算结果如图 3 服役寿命拟合曲线所示。通过对离散的寿命模拟值进行指数逼近拟合可以得到

线路服役寿命和最大允许温度的关系式,其中相关系数 C 和 d 分别为 5 003 和 $-0.072 55$ 。由服役寿命拟合曲线可知,随着最大允许温度的上升,服役寿命不断缩短,缩小幅度不断减少,从 $60 \sim 70 \text{ }^\circ\text{C}$ 的 33.2 a 减少为 $170 \sim 180 \text{ }^\circ\text{C}$ 的 0.011 a。若规定线路服役寿命不得低于 5 a,则导线最大允许温度不得超过 $95 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

在输电线路投资年平均利润评估模型中,导线的形状参数 β 定值为 5.0。因为实际社会的社会贴现率 r_1 和材料费用增长率 R_1 的区间范围大致相同,所以,可将二者设为相等的值,从而忽略费用现值的问题,简化计算过程。参考文献[16]总结的参数区间,本算例的线路故障参数及经济参数定值为:一般故障、较大故障以及严重故障的发生次数占比取值分别为 80%, 15%, 5%;维修和故障成本和依次为 10, 50, 90 万元/次;平均维修时长大概为 2, 12, 24 h;线路的初始投入成本和年运行成本分别为 20 万元/km 和 1 000 元/km;社会贴现率和人工材料增长率均取为 5%;废弃成本百分比为 40%;单位电量的补贴金额为 0.08 元/(kW·h)。

基于上述模型和算例分析,输电线路投资的年平均利润与最大允许温度的关系如图 4 所示。算例中最大允许温度的不断升高,年平均利润 P 从 $60 \text{ }^\circ\text{C}$ 时的 47 947 123 元先增大到一个极大值(同时也是最大值) 47 978 824 元,对应最大允许温度为 $63.9 \text{ }^\circ\text{C}$,之后利润持续减小,减小幅度不断增大,到达 $95 \text{ }^\circ\text{C}$ 时,利润减少为 37 377 065 元。因此,根据 ETC 理论设定线路的最大允许温度,可有效提高输电线路投资的平均利润。

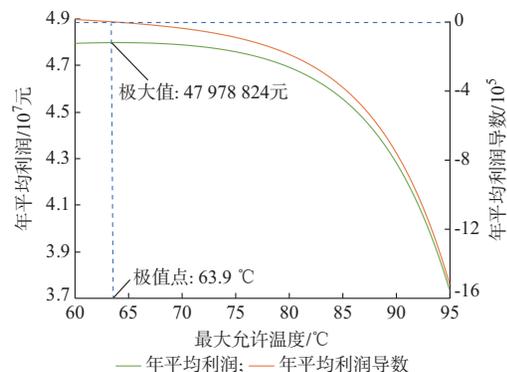


图4 年平均利润和最大允许温度的关系曲线
Fig.4 Curves of relationship between annual average profit and maximum allowable temperature

4 结语

本文在输电线路老化失效模型的基础上引入

ETC理论,提出输电线路最大允许温度评估模型,并通过算例分析验证了其有效性,结论如下。

1)提出了计及电热耦合的单位小时平均接受功率评估模型,并通过算例分析该功率与最大允许温度的变化规律。

2)建立了基于线路温度全时模拟的服役寿命评估模型,进一步扩展ETC理论的评估对象。

3)算例分析了线路投资的平均利润与最大允许温度的变化规律,从线路运行的经济性角度进行有效评估,为工程实际应用提供理论参考。

需指出的是,由于本文仅做了某地区1个风电场的算例,数据量相对偏少,可能存在一些随机性的误差。待获得更多样本数据,即可对多功率等级的多个风电场作进一步细致研究,该内容在本文中暂不体现。

参 考 文 献

- [1] 张辉. 运行条件下输电线路热载能力研究[D]. 济南:山东大学,2008.
ZHANG Hui. Study on heat capacity of transmission lines being operated[D]. Jinan: Shandong University, 2008.
- [2] 王孟夏,韩学山,蒋哲,等. 计及电热耦合的潮流数学模型与算法[J]. 电力系统自动化,2008,32(14):30-34.
WANG Mengxia, HAN Xueshan, JIANG Zhe, et al. Power flow model and algorithm considering electro-thermal coupling [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(14): 30-34.
- [3] MURATORI B D. IEEE standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors [EB/OL]. [2019-07-11]. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6298910>.
- [4] 陈芳,韩学山,康凯,等. 基于SCADA信息追踪输电线路动态热定值[J]. 电力系统自动化,2010,34(5):81-85.
CHEN Fang, HAN Xueshan, KANG Kai, et al. Tracking of dynamic thermal rating of transmission line based on SCADA[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(5): 81-85.
- [5] 丁希亮,韩学山,张辉,等. 电热协调潮流及输电线路温度的变化过程分析[J]. 中国电机工程学报,2008,28(19):138-144.
DING Xiliang, HAN Xueshan, ZHANG Hui, et al. Analysis on electrothermal coordination power flow and transmission line temperature variation process [J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(19): 138-144.
- [6] 王孟夏,韩学山,杨朋朋,等. 计及电热耦合的动态最优潮流模型与算法[J]. 电力系统自动化,2010,34(3):28-32.
WANG Mengxia, HAN Xueshan, YANG Pengpeng, et al. Dynamic optimal power flow model considering electro-thermal coupling and its algorithm [J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(3): 28-32.
- [7] DONG X M, WANG C F, LIANG J, et al. Calculation of power transfer limit considering electro-thermal coupling of overhead transmission line [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1503-1511.
- [8] 孙元章,程林,何剑. 电力系统运行可靠性理论[M]. 北京:清华大学出版社,2012.
SUN Yuanzhang, CHENG Lin, HE Jian. Power system operational reliability theory [M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2012.
- [9] MORGAN V. The loss of tensile strength of hard-drawn conductors by annealing in service [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1979, PAS-98(3): 700-709.
- [10] MORGAN V T. Effect of elevated temperature operation on the tensile strength of overhead conductors [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1996, 11(1): 345-352.
- [11] 彭子平,刘波,陈清江. 输电线路故障率模型研究[J]. 电力科学与技术学报,2014,29(2):51-57.
PENG Ziping, LIU Bo, CHEN Qingjiang. Failure rate model for transmission line [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2014, 29(2): 51-57.
- [12] 何剑,程林,孙元章,等. 条件相依的输变电设备短期可靠性模型[J]. 中国电机工程学报,2009,29(7):39-46.
HE Jian, CHENG Lin, SUN Yuanzhang, et al. Condition dependent short-term reliability models of transmission equipment [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(7): 39-46.
- [13] 周孝信. 中国电力百科全书·输电与配电[M]. 北京:中国电力出版社,2001.
ZHOU Xiaoxin. China electric power encyclopedia—transmission and distribution [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2001.
- [14] ADOMAH K, MIZUNO Y, NAITO K. Probabilistic assessment of the reduction in tensile strength of an overhead transmission line's conductor with reference to climatic data [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2000, 15(4): 1221-1224.
- [15] 王孟夏,韩学山,孙宏斌. 基于电热协调理论提升电网消纳间歇式能源发电能力的分析[J]. 电力自动化设备,2013,33(9):7-12.
WANG Mengxia, HAN Xueshan, SUN Hongbin. Improving intermittent energy accommodation capability of power grid based on electro-thermal coordination theory [J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(9): 7-12.
- [16] BANAKAR H, ALGUACIL N, GALIANA F D. Electrothermal coordination: Part I theory and implementation schemes [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(2): 798-805.
- [17] ALGUACIL N, BANAKAR M H, GALIANA F D. Electrothermal coordination: Part II case studies [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4): 1738-1745.
- [18] 许巍,王慧芳,杜振东,等. 输电线路最佳经济寿命区间评估[J]. 电力系统自动化,2015,39(12):74-80.
XU Wei, WANG Huifang, DU Zhendong, et al. Optimal economic life interval evaluation of transmission lines [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(12): 74-80.
- [19] 许巍. 变电站、输电线路经济寿命评估及其在电网规划中的应用[D]. 杭州:浙江大学,2015.
XU Wei. Economic life evaluation of substation and transmission line and its application in power network planning [D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2015.

- [20] 隋岳峰. 基于全寿命周期的特高压输电线路成本控制研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2016.
SUI Yuefeng. Research on the cost control of UHV transmission line based on life cycle control[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2016.
- [21] SUN R J, LIU Y T, WANG L. An online generator start-up algorithm for transmission system self-healing based on MCTS and sparse autoencoder [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 2061-2070.
- [22] DONG X M, KANG C Q, DING Y Y, et al. Estimating the wind power integration threshold considering electro-thermal coupling of overhead transmission lines[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(5): 3349-3358.
- [23] 国家电网公司安全事故调查规程[S]. 北京: 中国电力出版社, 2012.
State Grid Corporation security accident investigation procedure [S]. Beijing: China Electric Power Press, 2012.
- 张睿祺(1995—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向: 电力系统评估、电力系统运行。E-mail: zhang_ruiqi@foxmail.com
- 董晓明(1980—), 男, 通信作者, 副研究员, 硕士生导师, 主要研究方向: 电力系统运行、电力系统控制、电力系统稳定性。E-mail: dongxiaoming@sdu.edu.cn
- 王孟夏(1983—), 男, 讲师, 硕士生导师, 主要研究方向: 电力系统分析与控制。Email: wangmx@sdu.edu.cn

(编辑 鲁尔姣)

Life-cycle Economic Evaluation of Renewable Energy Access Considering Line Electro-Thermal Coupling

ZHANG Ruiqi, DONG Xiaoming, WANG Mengxia, YANG Ming, WANG Yong

(Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control of Ministry of Education
(Shandong University), Jinan 250061, China)

Abstract: Taking long-distance large-scale wind farms connected to the grid as the research background, and considering the synchronization effect of environmental factors on the current-carrying law of the transmission line and its mechanical performance degradation, electro-thermal coordination theory and line aging failure model are organically combined. Based on the electro-thermal coupling and life-cycle cost, the maximum allowable temperature assessment model for renewable transmission lines is proposed, which provides an evaluation basis for the renewable energy consumption capacity and operation performance of the grid. The model continuously processes the environmental variable values according to various setting schemes of maximum allowable temperature, and simulates annual variations of electrical and physical state parameters of the line based on the thermal inertia equation of the overhead conductor. Then, the duration of each temperature interval is calculated and the life-cycle performance of line is predicted based on the aging failure model of transmission line. The life-cycle cost of the line can be obtained according to the failure rate model, the annual average profit of investment for transmission line and analytic function expression of the maximum allowable temperature for transmission line on the premise that the access income of unit wind power is fixed, thereby achieving the goal of maximizing the annual average profit. Finally, effectiveness of the proposed model and its effect on improving the economic and safety of the system operation are verified by the actual case study.

This work is supported by Shandong Provincial Key R&D Program of China (No. 2019GGX103044).

Key words: aging failure; electro-thermal coupling; life cycle; failure rate; annual average profit

