

引用格式: 颜子威, 朱映洁, 章东鸿, 等. 沿海强风区 500 kV 架空输电线路防风加强设计 [J]. 南方能源建设, 2024, 11(1): 185-195. YAN Ziwei, ZHU Yingjie, ZHANG Donghong, et al. Enhanced design of wind protection for 500 kV overhead transmission lines in coastal strong wind areas [J]. Southern energy construction, 2024, 11(1): 185-195. DOI: 10.16516/j.ceec.2024.1.19.

沿海强风区 500 kV 架空输电线路防风加强设计

颜子威, 朱映洁[✉], 章东鸿, 潘春平, 龚有军

(中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广东 广州 510663)

摘要: [目的] 随着我国沿海地区极端天气的日趋频繁, 台风灾害给沿海电网造成了极大威胁, 为提升架空输电线路抗风能力, 目前针对沿海强风区线路通常采取提高设计气象重现期的方法进行设计, 《架空输电线路荷载规范》(DL/T 5551—2018) 颁布后, 由于新、旧规范间风荷载计算方法的差异, 此前的防风加强措施是否与现行规范相适应, 成为亟待研究的问题。[方法] 以南方电网沿海强风区 500 kV 重要线路为例, 基于输电线路防风可靠度分级体系, 通过制定不同的防风设计方案, 进而对不同方案下输电线路的抗风能力水平及可靠度进行评估, 并对不同设防方案下的技术经济性进行比较, 最后结合工程实例, 推荐了沿海强风区 500 kV 重要输电线路的防风设计方案。[结果] 在执行荷载规范前提下, 按 50 年重现期基准风速并考虑 1.1 倍重要性系数 (方案三) 方案可与此前基于 GB 50545—2010 按 100 年重现期进行防风设计的抗风举措, 无论是在抗风能力以及工程投资上均可良好适配。[结论] 对于沿海强风区 500 kV 重要输电线路, 方案三为各设防方案中技术经济指标综合最优的选择, 输电线路抗风能力可达 16 级台风中限, 研究对于节约资源、降低碳排放具有重要意义。

关键词: 沿海强风区; 架空输电线路; 可靠度分级; 抗风能力; 防风设计

中图分类号: TM7; TM75

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2024)01-0185-11

DOI: 10.16516/j.ceec.2024.1.19

OA: <https://www.energychina.press/>



论文二维码

Enhanced Design of Wind Protection for 500 kV Overhead Transmission Lines in Coastal Strong Wind Areas

YAN Ziwei, ZHU Yingjie[✉], ZHANG Donghong, PAN Chunping, GONG Youjun

(China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, Guangdong, China)

Abstract: [Introduction] With the increasing frequency of extreme weather in China's coastal areas, typhoon disasters pose a great threat to coastal power grids, in order to improve the lines wind protection ability, the design of coastal strong wind area lines usually take to improve the design of the meteorological return period, with the promulgation of the *current standards of overhead transmission lines* (DL/T 5551—2018), due to the differences in wind load calculation between the new and old codes, the compatibility of the previous wind reinforcement measures with the current code has become an urgent issue to be studied. [Method] This paper took the 500 kV important lines in the coastal strong wind area of the southern power grid as an example, and based on the grading system of wind protection reliability of lines, by formulating different wind protection design schemes, and then evaluating the level of wind resistance and reliability under different schemes, and comparing the technology and economy under different defense schemes, finally, combined with the engineering examples, it recommended the wind protection design scheme for 500 kV important lines in coastal strong wind areas. [Result] Under the premise of implementing the current standards, designing according to the 50-year return period wind speed and

收稿日期: 2023-10-12 修回日期: 2023-11-07

基金项目: 中国能建广东院科技项目“基于阵风效应的线路防风能力设计评估方法与已建维护改造策略研究”(EV04651W)

considering 1.1 times the importance coefficient (the third option) and the previous design based on GB 50545—2010 according to the 100-year return period, both in the wind resistance and engineering investment can be a good fit. [Conclusion] The third option is the choice of the best combination of technical and economic indicators among the fortification options and the wind-resistant capacity can reach the requirement of the medium limit of 16-stage typhoon, which is of great significance for saving resources and reducing carbon emissions.

Key words: coastal strong wind zones; overhead lines; reliability classification; wind resistance; windproof design

2095-8676 © 2024 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI.

This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

0 引言

台风灾害给沿海地区电网造成了极大的威胁, 现已成为电网生产运维中最为严重的挑战之一^[1-3]。以广东电网为例, 2017年8月, 受台风“天鸽”吹袭, 多回500 kV线路断线, 导致澳门电网损失全部负荷, 珠海电网重创, 2014年“威马逊”、2015年“彩虹”等台风也均对南方电网造成了重大损失^[4-6], 对于如何提高沿海地区电网抗台风灾害能力, 国内外学者近年来从输电线路风荷载的计算方法与抗风可靠度评估方面开展了许多研究工作。其中, 文献[7-8]对比了GB 50545与IEC、ASCE、JEC等国外主流标准在风荷载计算方法上的差异, 详细分析了公式中各个系数的取值差异与原因; 文献[9-10]指出GB 50545相比国外设计规范在脉动风效应上的考虑有所不足, 并以风工程理论为基础, 推导了导、地线风振系数的计算公式。文献[11]就我国现行《架空输电线路荷载规范》(DL/T 5551—2018, 下称“荷载规范”)^[12]与国外代表性荷载规范中的各参数取值差异的实质原因及分布规律进行了详尽分析, 提出对新规范平均风荷载和脉动风效应中不尽合理的参数取值进行适当的优化调整。有关输电线路防风能力评估方面, 文献[13-15]通过研究总结国外防风可靠度评价标准, 推导出了适用于南网地区的可靠度分级体系, 提出了对于沿海强风区不同电压等级线路应具有的最高抗风可靠度级别, 以上研究在修订风荷载计算方法, 指导存量线路防风改造方面具有重要的参考意义, 而对于沿海强风区新建线路工程, 一直是地方政府和电网公司所关注的重点工作, 在2018~2019年, 南网相继发布了《差异化建设标准》与《35 kV~500 kV交流输电线路装备技术导则》^[16](下称“装备技术导则”), 其中要求对位于沿海强风区(50年一遇基本风速 $V \geq 35$ m/s的地区)的新建

500 kV重要线路按100年一遇气象重现期设计, 新建500 kV一般线路、220 kV和110 kV所有线路均按50年一遇气象重现期设计, 并对存量线路积极推进防风加固改造。以上规定确保了南方电网所辖沿海强风区域内新建110 kV及以上电压等级输电线路的抗风能力均不低于15级台风上限, 其中, 对于500 kV重要线路抗风能力需达到16级台风中限, 全面提升了强风区域内已建输电线路的抗风水平, 取得了显著的成效。南网上述抗风举措为基于当时设计标准结合线路抗风能力要求与技术经济性综合形成, 随设计标准的迭代更新, 鲜有工作对上述抗风举措进行重新复核, 例如, 《差异化建设标准》基于《110 kV~750 kV架空输电线路设计规范》^[17](以下简称“10规程”)下制定, 而现行荷载规范在风荷载计算方法与数值上与10规程存在较大的不同^[18-19], 且目前新建架空输电线路设计均按荷载规范要求执行, 因此, 对于目前沿海强风区线路抗风设计举措是否与现行荷载规范相适应, 成为需要研究的新问题。

本文以南网沿海强风区500 kV重要输电线路为例, 通过制定不同的防风设计方案, 评估了南网差异化建设标准与现行荷载规范的适配性, 并推荐了技术经济性指标综合更优的抗风措施解决方案。

1 可靠度分级体系与风荷载标准值

1.1 可靠度分级体系

文献[13]将沿海强风区输电线路根据不同的荷载等效重现期划分为7个可靠度等级, 每个可靠度级别分别对应不同的荷载等效重现期与相应的抗台风能力列于表1中, 各荷载等效重现期之间存在荷载上的转换关系, 根据我国《建筑结构荷载规范》(GB 50009—2012)^[20]中推荐的荷载重现期与荷载的计算关系式, 推导出各重现期荷载 x_R 与50年一遇重现期荷载 x_{50} 之间的比值(x_R/x_{50} , 以下简称“荷载因

表 1 荷载因子与可靠度对应关系

Tab. 1 Correspondence between load factor and reliability

可靠度级别	荷载等效 重现期	抗风能力	50年一遇气象重现期的 荷载因子(沿海强风区)
1	15	13级中限或更低	0.70
2	30	13级中限	0.87
3	50	14级中限	1.00
4	100	15级下限	1.17
5	200	15级上限	1.35
6	400	16级中限	1.52
7	800	17级下限	1.69

子”),如下式:

$$\frac{x_R}{x_{50}} = 1 + \beta(\ln R - \ln 50) \quad (1)$$

$$\beta = \frac{0.4343(x_{100} - x_{10})}{x_{10} + 0.699(x_{100} - x_{10})} \quad (2)$$

式中:

R ——基本风荷载重现期;

x_{100} 、 x_{10} ——100年、10年重现期基本风压、雪压(kN/m²)。

以50年一遇重现期荷载为基准值,依据GB 50009—2012中各沿海城市重现期为100年与10年的基本风压值,对南方电网所辖区域内的 β 值进行统计,进而计算得到南方电网所辖沿海强风区内不同可靠度级别的荷载因子。

输电线路各元件防风可靠度级别通过等效因子与荷载因子的比较来判断,南方电网所辖沿海强风区500kV重要输电线路的抗风能力应达到16级台风中限,对应目标可靠度等级应达到6。等效因子定义为各设计标准风荷载计算值与50年一遇气象重现期下风荷载标准值之间的比值,要准确评估输电线路元件的可靠度,须确定风荷载标准值的计算方法。

1.2 导、地线标准风荷载

忽略导线的风致振动效应,将铁塔视为不动支座,作用于铁塔的导、地线标准风荷载 W_1 ,可通过下式计算:

$$W_1 = Q\beta_L \quad (3)$$

$$Q = W_0 \cdot \mu_z \cdot \mu_{sc} \cdot d \cdot L_p \cdot B_1 \cdot \sin^2 \theta \quad (4)$$

$$\beta_L = 1 + 2g \cdot I_z(z) \cdot \delta_L \quad (5)$$

$$\delta_L = \frac{\sqrt{12L_x L_p^3 + 54L_x^4 - 36L_x^3 L_p - 72L_x^4 e^{-\frac{L_p}{L_x}} + 18L_x^4 e^{-\frac{2L_p}{L_x}}}}{3L_p^2} \quad (6)$$

式中:

Q ——导、地线平均风压(kN);

β_L ——忽略共振响应的风振系数;

W_0 ——10m高10min平均风压(kN/m²);

μ_z ——风压高度变化系数;

μ_{sc} ——导、地线体型系数;

d ——导、地线直径(m);

L_p ——铁塔水平档距(m);

B_1 ——导地线覆冰风荷载增大系数;

θ ——风速方向与导地线水平向的夹角(°);

g ——峰值因子;

$I_z(z)$ ——计算高度 z 处的湍流强度;

L_x ——水平向相关函数的积分尺度;

δ_L ——脉动水平档距相关性积分因子。

1.3 塔身标准风荷载

铁塔风荷载的标准值 W_s ,可按下列式计算:

$$W_s = \beta_z \cdot W_0 \cdot \mu_z \cdot \mu_s \cdot B_2 \cdot A_s \quad (7)$$

$$\beta_z = 1 + 2g \cdot I_{10} \cdot B_z \cdot \sqrt{1 + R^2} \quad (8)$$

$$R^2 = \pi \cdot f_1 \cdot S_f(f_1) / 4\zeta_1 \quad (9)$$

$$S_f(f) = 2x^2 / 3f(1 + x^2)^{4/3}, x = \frac{Lf}{V_{10}} \quad (10)$$

式中:

μ_s ——塔架的体型系数;

B_2 ——铁塔构件覆冰风荷载增大系数;

A_s ——迎风面构件的投影面积计算值(m²);

I_{10} ——10m高处湍流强度;

B_z —— z 高度段的背景分量因子;

R ——共振因子;

f_1 ——结构一阶振型频率(Hz);

$S_f(f)$ ——达文波特谱谱密度函数;

ζ_1 ——结构一阶振型阻尼比;

L ——取1200m;

V_{10} ——10m高度10min平均风速(m/s);

z ——塔段离地高度(m)。

1.4 绝缘子串标准风荷载

悬垂绝缘子串风荷载标准值 W_z 可按式(11)、式

(12) 计算, 耐张绝缘子串风荷载标准值 W_j 可按式

(13)、式(14)计算:

$$W_{xz} = \lambda_i \cdot n \cdot \beta_b \cdot W_0 \cdot \mu_z \cdot \mu_{si} \cdot S \cdot \sin\theta \quad (11)$$

$$W_{yz} = \lambda_i \cdot n \cdot \beta_b \cdot W_0 \cdot \mu_z \cdot \mu_{si} \cdot S \cdot \cos\theta \quad (12)$$

$$W_{xj} = \lambda_i \cdot n \cdot \beta_b \cdot W_0 \cdot \mu_z \cdot \mu_{si} \cdot S \cdot \sin^2\theta \quad (13)$$

$$W_{yj} = 0 \quad (14)$$

式中:

x, y ——垂直于导线方向与顺导线方向;

λ_i ——顺风向绝缘子串风荷载屏蔽折减系数;

n ——绝缘子串数;

β_b ——绝缘子风振系数, 取值其连接的导地线、跳线的风振系数 β_L 相等;

μ_{si} ——绝缘子体型系数, 一般取 1.0 或试验数据;

S ——绝缘子串承受风压面积计算值(m^2)。

1.5 铁塔总体标准风荷载

铁塔总的风荷载由导、地线风荷载(含绝缘子金具)与塔身风荷载叠加组成, 叠加时需考虑塔身与各自脉动风荷载的不同时性问题^[21], 计算铁塔风荷载标准值时, 导地线风荷载应根据以下公式:

$$W_x = \gamma_c \cdot \beta_L \cdot \bar{W}_x \quad (15)$$

$$\bar{W}_x = W_0 \cdot \mu_z \cdot \mu_{sc} \cdot d \cdot L_p \cdot B \cdot \sin^2\theta \quad (16)$$

$$W_y = \gamma_c \cdot \beta_L \cdot \bar{W}_y \quad (17)$$

$$\bar{W}_y = 0.25 \cdot W_0 \cdot \mu_z \cdot \mu_{sc} \cdot d \cdot L_p \cdot B \cdot \cos^2\theta \quad (18)$$

$$\beta_L = 1 + 2g \cdot \epsilon_d \cdot I_z(z) \cdot \delta_L \quad (19)$$

式中:

W_x, W_y ——垂直于导线线条水平方向与顺导线线条水平方向的风荷载(kN);

\bar{W}_x ——垂直于导线水平方向与顺导线线条

水平方向的 10 min 平均风荷载(kN);

\bar{W}_y ——垂直于导线水平方向与顺导线线条

水平方向的 10 min 平均风荷载(kN);

γ_c ——风荷载折减系数, 可靠度评价时取 1;

ϵ_d ——塔线脉动相关性折减系数, 取 0.8。

1.6 荷载规范与 10 规程中风荷载计算差异

荷载规范颁布后, 对于导、地线以及塔身风荷载的认识与 10 规程相比存在较大差异, 为方便设计人员使用, 从表达式形式来看基本一致, 主要反映在式中不同系数的引入与取值差异上, 如表 2 所示。有关绝缘子串风荷载的计算方法, 荷载规范中详细明确了多联间不同方向的遮挡系数, 但从计算值来看两个规程是相同的。

表 2 荷载规范与 10 规程取值差异对比

Tab. 2 Comparison of the difference in values between the load specification and the 10 gauge

类别	对比项	10规范	荷载规范
导、地线	风压高度变化系数 μ_z	1.25 (平均高20 m)	1.23 (平均高20 m)
		1.62 (平均高45 m)	1.57 (平均高45 m)
	导地线风荷载调整系数 β_c	与设计风速相关, 1.1~1.3	—
	导地线阵风系数 β_e	—	$\beta_e = \gamma_c \cdot (1 + 2g \cdot I_z)$
	风压不均匀系数 α	与设计风速相关, 0.70~0.85	—
	档距折减系数 α_L	—	$\alpha_L = 1 + 2g \cdot \epsilon_c \cdot I_z \cdot \delta_L / (1 + 5I_z)$
杆塔	导地线体型系数 μ_{sc}	1.1 ~ 1.2	1.0 ~ 1.1
	风压高度变化系数 μ_z	1.42(塔高30 m)	1.39(塔高30 m)
		1.77(塔高60 m)	1.71(塔高60 m)
		1.95(塔高80 m)	1.87(塔高80 m)
		1.35(塔高30 m)	1.51(塔高30 m)
	风振系数 β_z	1.60(塔高60 m)	1.60(塔高60 m)
	1.60(塔高80 m)	1.70(塔高80 m)	

2 沿海强风区线路抗风加强方案

2.1 比选方案与计算参数

以 500 kV 重要输电线路为例, 结合 10 规程与荷载规范, 拟定 5 个强风区不同设防方案如表 3 所示。

表 3 强风区 500 kV 重要线路抗风设计方案

Tab. 3 Wind-resistant design scheme for 500 kV important lines in strong wind areas

编号	设防方案	计算重现期	重要性系数
方案一	10规范+重要性系数	50	1.1
方案二	10规范+提高重现期	100	1
方案三	荷载规范+重要性系数	50	1.1
方案四	荷载规范+提高重现期	100	1
方案五	荷载规范+提高重现期+重要性系数	100	1.1

南网沿海强风区 500 kV 重要输电线路防风可靠度需达到 6 级, 以 50 年一遇基本风速 $v=39$ m/s 为例, 得到各方案在大风工况下的设计风速如表 4 所示, 表中目标可靠度工况下的风速为可靠度等级 6 所对应荷载等效重现期下的风速, 作为“目标可靠度”工况下的验算条件, 用来判断输电线路元件是否满

足可靠度要求。表中大风工况计算平均高取 20 m, 对于目标可靠度工况下的计算平均高按同塔双回输电线路上层导线平均高取 45 m。

本文测算导线型号选取过载能力相对较差的 JL/LB20A-400/35 型铝包钢芯铝绞线, 机械特性参数如表 5 所示。

2.2 线条荷载

线条荷载包括导线的水平风荷载、垂直荷载与纵向张力荷载, 以方案一下的水平、垂直、纵向 3 个方向的荷载为基准, 计算得到各方案下的相对荷载百分比, 如表 6 所示。同时, 对沿海强风区 500 kV 重要线路在 5 种设防方案下进行防风可靠度分析及技术经济性比较, 如表 7 所示。

方案一、方案二在不同代表档距下的水平风荷载恒为定值, 根据荷载规范计算方法下的方案三、方案四、方案五由于考虑了风荷载的脉动折减, 其水平风荷载计算值随代表档距的增大而减小。

计算表明, 无论是采用 10 规程还是荷载规范, 提高重现期方案下的水平荷载比考虑 1.1 倍重要性系数下的计算值要大; 相同重现期下, 由于水平荷载计算时各项系数的取值差异, 荷载规范与 10 规程中

表 4 各方案下的设计风速值对比

Tab. 4 Comparison of design wind speed values under various scenarios

基本风速/(m·s ⁻¹)	方案	设计气象重现期	大风工况/(m·s ⁻¹)	目标可靠度工况/(m·s ⁻¹)	目标可靠度等级	荷载因子
39	方案一	50年一遇	43.28	60.26	6	1.52
	方案三					
	方案二	100年一遇	46.81	60.26	6	1.52
	方案四					
	方案五					

表 5 JL/LB20A-400/35 型导线机械特性参数

Tab. 5 JL/LB20A-400/35 type conductor mechanical characteristic parameters

导线型号	JL/LB20A-400/35
直径/mm	26.8
综合截面/mm ²	425
弹性系数/MPa	63.6
单位长度重量/(kg·km ⁻¹)	1 307.6
线膨胀系数(1/°C)	2.09E-05
额定拉断力/kN	105.7
最大使用张力/kN	40.166
年平均运行张力/kN	25.103 75

除去平均风压 W_0 后的系数乘积之比在 1.04~1.09 之间(代表档距 300~800 m), 因此, 基于荷载规范计算下的水平荷载要大于 10 规程, 例如: 方案三、方案四分别相比方案一、方案二的水平荷载要增大 1.5%~8.3%, 该差异随设计风速的增大, 铁塔高度增高、水平档距的增大而减小; 由于各方案中目标可靠度工况下的风速相同, 计算值均一致, 表中未给出。

线条单位垂直荷载与设计风速无关, 由于方案一、方案三、方案五相比方案二、方案四考虑了 1.1 倍重要性系数, 且本文按悬链线两端等高考虑, 忽略了垂直档距变化等因素的影响, 因此, 方案一、方案

表 6 不同设防方案下的线条荷载对比 ($v=39$ m/s)Tab. 6 Comparison of line loads under different fortification schemes ($v=39$ m/s)

线条荷载	代表档距/m	方案一	方案二	方案三	方案四	方案五
水平荷载	300	100.00%	106.36%	108.25%	115.13%	126.64%
	400	100.00%	106.36%	106.00%	112.74%	124.01%
	500	100.00%	106.36%	104.39%	111.03%	122.13%
	600	100.00%	106.36%	103.18%	109.74%	120.71%
	700	100.00%	106.36%	102.23%	108.72%	119.60%
	800	100.00%	106.36%	101.45%	107.90%	118.69%
垂直荷载	300~800	100.00%	90.91%	100.00%	90.91%	100.00%
纵向荷载	300~800	100.00%	90.91%	100.00%	90.91%	100.00%

表 7 目标可靠度工况下的纵向荷载对比

Tab. 7 Comparison of longitudinal loads for target reliability conditions %

代表档距/m	方案一	方案二	方案三	方案四	方案五
300	100.00	94.39	94.42	87.76	87.76
400	100.00	93.00	93.04	85.16	85.16
500	100.00	91.96	92.00	83.29	83.29
600	100.00	91.17	91.22	81.95	81.95
700	100.00	90.59	90.63	80.98	80.98
800	100.00	90.14	90.19	80.26	80.26

表 8 不同设防标准下的绝缘子串与塔身风荷载对比

Tab. 8 Comparison of wind loads on insulator strings and towers with different defence standards %

荷载类型	方案一	方案二	方案三	方案四	方案五
绝缘子串风荷载	100.00	106.36	100.00	106.36	117.00
塔身风荷载	100.00	104.26	98.50	103.68	114.05

三、方案五下的垂直荷载计算值相比方案二、方案四将增大约 10%。

各方案导线张力特性在 39 m/s 的基本风速下均由大风工况控制,因此,无论基于何种标准计算,考虑重要性系数方案下的纵向荷载均要大于提高重现期方案;目标可靠度工况作为验算工况,该工况下的纵向荷载与重要性系数无关,但由于采用荷载规范计算出的水平荷载要大于 10 规程,导致方案三、方案四/方案五下的纵向张力分别相比方案一、方案二要减小 5.6%~9.8%、7%~11%。

2.3 绝缘子串与塔身荷载

不同设防方案下的绝缘子串风荷载计算方法均一致,区别仅在于气象重现期与重要性系数取值的不同,同样以方案一下的绝缘子串风荷载与塔身风荷载计算值为基准,各方案下的荷载相对百分比值如表 8 所示。

由于方案二、方案四、方案五在 50 年基准重现期荷载的基础上乘以了 100 年一遇重现期荷载因子 1.17 以及方案一、方案三中考虑了重要性系数 1.1 引起的综合差异,导致方案二、方案四下的绝缘子串

水平风荷载计算值要大于方案一、方案三约 6.4%,方案五在提高重现期基础上还考虑了重要性系数,绝缘子串风荷载相比方案二、方案四进一步增大约 10%。

对于塔身风荷载,差异主要在于风振系数 β_z 的取值不同,由于 500 kV 线路杆塔全高较高,按 10 规程要求下的 β_z 加权平均值不小于 1.6,而根据荷载规范等效则通常在 1.5 左右,因此相同条件下,采用荷载规范计算出的塔身风荷载比 10 规程略小,随设计气象重现期提高,塔身风荷载出现显著增大,此外,由于重现期转换荷载因子以及重要性系数差异,采用荷载规范方法并考虑重要性系数的方案三,相比方案二塔身风荷载计算值要低约 5.8%。

2.4 输电线路各元件可靠度等级及抗风能力比较

根据各设防方案下的输电线路元件等效因子计算结果,结合表 1 中的荷载因子进行比较,得到各方案下不同输电线路元件相应的可靠度等级及抗风能力如表 9 所示。

方案二至方案五线路各元件均能达到可靠度为 6 的等级要求,且抗风能力均能达 16 级中限水平及以上,满足沿海强风区 500 kV 重要线路的相关防风要求,方案二即南网差异化建设标准中对于沿海强风区 500 kV 重要线路的抗风举措,可见其抗风水平

表 9 各设防方案下输电线路元件可靠度与抗风能力对比

Tab. 9 Comparison of reliability and wind resistance of transmission line elements under various scenarios

线路元件		方案一	方案二	方案三	方案四	方案五
铁塔	可靠度	6	6	6	6	7
	等效因子	1.52	1.60	1.54	1.64	1.80
	抗风能力	16级中限	16级中限	16级中限	16级中限	17级
导线及耐张串	可靠度	5	6	6	7	7
	等效因子	1.41	1.59	1.59	1.81	1.81
	抗风能力	16级下限	16级中限	16级中限	17级	17级
悬垂串	可靠度	5	6	7	7	7
	等效因子	1.42	1.59	1.76	2.00	2.00
	抗风能力	16级下限	16级中限	17级	17级	17级
基础	可靠度	6	6	6	6	7
	等效因子	1.52	1.60	1.54	1.64	1.80
	抗风能力	16级中限	16级中限	16级中限	16级中限	17级

与方案三相当, 方案四、方案五的抗风能力较方案二、方案三更强, 因而其相应造成的工程投资越大, 而方案一线路总体抗风能力仅为 16 级下限水平, 其中, 导线和绝缘子串可靠度等级仅为 5, 不满足抗风能力要求。对于导、地线抗风能力的判断, 取决于在何种可靠度和荷载等效重现期下, 导地线不会发生断裂

表 10 目标可靠度工况下的导线张力与 UTS 百分比

Tab. 10 Percentage of wire tension versus UTS for target reliability conditions %

代表档距/m	方案一	方案二	方案三	方案四	方案五
300	70.66	66.70	66.72	62.02	62.02
400	75.96	70.65	70.68	64.69	64.69
500	79.59	73.19	73.23	66.29	66.29
600	82.13	74.88	74.92	67.31	67.31
700	83.95	76.05	76.09	67.98	67.98
800	85.29	76.88	76.92	68.45	68.45

(包括断股), 根据《圆线同心绞架空导线》(GB/T 1179-2017)^[22], 本文对于导线弧垂最低点容许荷载极限取 80%UTS(极限抗拉强度), 表 10 给出了目标可靠度工况下的导线最低点水平张力与 UTS 的百分比计算结果。

方案一在目标可靠度工况下的张力与 UTS 比值在代表档距大于 500 m 时就超过了 80% 的控制值, 如仍需将导线张力控制在 80%UTS 以内, 需使线条张力得以放松, 但会使得导线弧垂增大, 或采用其他过载性能较好的线型; 此外, 可见差异化建设标准(方案二)与按目前荷载规范方法考虑重要性系数(方案三)方案下的导线抗风能力基本相当。

2.5 弧垂特性

各设防方案在导线线温 80 °C 下的弧垂差值计算结果如表 11 所示。

导线弧垂计算与重要性系数无关, 提高重现期

表 11 不同设防方案下的弧垂差值对比

Tab. 11 Comparison of arc sag differences under different protection scenarios

代表档距/m	同规程不同重现期弧垂差/m		不同规程同重现期弧垂差/m		不同规程不同重现期弧垂差/m
	方案二-方案一	方案四/五-方案三	方案四/五-方案二	方案三-方案一	方案三-方案二
300	0.84	1.07	1.06	0.83	0.00
400	1.61	2.01	2.00	1.60	-0.01
500	2.63	3.24	3.22	2.61	-0.01
600	3.87	4.74	4.72	3.85	-0.02
700	5.36	6.53	6.50	5.33	-0.03
800	7.07	8.60	8.55	7.03	-0.04

方案下的弧垂值均要大于考虑重要性系数方案,根据荷载规范不提高气象重现期与按 10 规范提高气象重现期在各代表档距下的弧垂值也是基本相当的,即对于沿海 39 m/s 强风区 500 kV 重要线路而言,在满足 16 级中限的抗风能力要求下,南网差异化建设标准(方案二)与方案三下的杆塔高度也可良好匹配。

2.6 投资比较

各设防方案下的塔重、基础材料量及工程投资相对差异如表 12 所示。

根据表中测算结果,方案一比方案二投资低约 5.3%,方案四比方案三投资高约 7.6%,方案五比方案三投资高约 13.3%,而方案三与方案二之间的塔重、基础材料量和工程投资均基本相当;相同条件下,采用荷载规范与 10 规程相比,塔重、基础材料量和投资增长较大,主要是由于铁塔平均高度及水平荷载增大引起的。

表 12 不同设防方案下的工程量对比
Tab. 12 Comparison of quantities of work under different fortification scenarios

方案	方案一	方案二	方案三	方案四	方案五
铁塔相对高度/m	0	2.6	2.6	5.8	5.8
塔重/%	100.0	107.3	106.2	117.1	125.2
基础材料量/%	100.0	110.9	110.6	127.2	139.8
工程投资/%	100.0	105.3	104.8	112.8	118.8

综合以上测算结果,考虑输电线路防风安全与经济性,对于强风区 500 kV 重要输电线路,在执行荷载规范前提下,采用 50 年重现期基准风速并考虑 1.1 倍重要性系数进行设计,相比南网此前基于 10 规程发布的差异化建设标准,无论是在防风能力还是工程总体投资上均可良好匹配。如若在现行荷载规范方法下对强风区 500 kV 重要线路仍结合差异化建设标准(方案四)执行,虽可进一步提高输电线路抗风能力,但将造成工程投资的显著增大。

2.7 工程实例分析

以南方电网沿海强风区某 500 kV 重要线路为例,该输电线路有约 24.215 km 线路段位于沿海强风区,沿线地貌以山地、丘陵为主,海拔高度 0~500 m,每相导线采用 4×JL/LB20A-630/45 铝包钢芯铝绞线,导线最高长期允许运行温度按 80 ℃ 设计;地线采用 2 根 48 芯 OPGW 架空复合地线,型号为 OPGW-

120-48-2-4。接下来分别以方案三:荷载规范+考虑重要性系数(50 年一遇+1.1 重要性系数)与方案四:荷载规范+提高重现期方案(100 年一遇)2 种不同的抗风加强措施进行设计。

根据《南方电网沿海地区设计基本风速分布图》,若按 50 年一遇基本风速设计(方案三),则该线路段分别位于 37 m/s 与 39 m/s 风区,线路长度与杆塔基数分别为 15.597 km(37 基)、8.618 km(21 基);若按 100 年一遇基本风速设计(方案四),则该线路段分别位于 41 m/s 与 43 m/s 风区,线路长度与杆塔基数分别为 14.014 km(33 基)、10.201 km(25 基)。为方便技术经济比较,假设 2 种设防方案下的立塔位置相同,经排位统计,两方案设计下的杆塔平均呼高、塔重、基础方量、本体投资等技术经济指标均列于表 13 中。根据测算结果,在执行荷载规范的前提下,采用设计气象重现期 50 年+重要性系数 1.1 比采用设计气象重现期 100 年可节约塔材约 10.7%,节约基础方量约 16.3%,节约本体投资约 7.2%,而可靠度维持 6 级不变。可见在保证目标可靠度的前提下,采用设计气象重现期 50 年+重要性系数 1.1 的抗风加强举措可显著节约工程投资,对生产环节节约资源和降低碳排放,减少对自然环境的破坏具有重要意义。

3 结论

结合 10 规程、荷载规范以及南方电网差异化建设标准,通过对沿海强风区 500 kV 重要线路在 5 种设防方案下进行防风可靠度分析及技术经济性比较,主要得出以下结论:

1) 5 个设防方案中,除方案一外,方案二至方案五下的输电线路各元件可靠度等级均可达到 6,抗台风能力均可达到 16 级中限及以上水平,满足南网差异化建设标准中的抗台风能力要求,其中,输电线路总体安全性能:方案五>方案四>方案三≈方案二。

2) 方案三与方案二相比较,方案三铁塔和基础等效因子略小,导线等效因子相同,绝缘子串等效因子较高,各输电元件抗风可靠度等级持平,同时垂直及纵向两个方向上的计算荷载高出方案二约 10%。输电线路总体安全性能与方案二基本相当。

3) 对于强风区 500 kV 重要线路,在执行荷载规范前提下,采用 50 年重现期基准风速并考虑 1.1 倍重要性系数可与此前南网基于 10 规程前提下按

表 13 工程投资差异表
Tab. 13 Schedule of variances in engineering investments

项目	方案三		方案四	
	39 m/s (50年重现期)	37 m/s (50年重现期)	43 m/s (100年重现期)	41 m/s (100年重现期)
风区划分				
路径长度/km	8.618	15.597	10.201	14.014
耐张塔数量/基	8	11	10	9
直线塔数量/基	13	26	15	24
铁塔总数量/基	21	37	25	33
耐张塔比例/%	35	29.70	37.50	27.30
平均呼高/m	50.8	51.1	53.3	54.9
塔重/t	2 075.50	3 627.00	2 730.94	3 656.09
单公里塔重/(t·km ⁻¹)	240.83	232.54	267.71	260.89
单公里基础方量/(m ³ ·km ⁻¹)	380.96	324.92	447.79	386.43
单公里本体投资/(万元·km ⁻¹)	603.04	560.49	652.39	596.76
总塔重/t	5 702.5(-10.7%)		6 387.03(0%)	
总基础方量/m ³	8 350.83(-16.3%)		9 983.26(0%)	
本体投资/万元	13 939(-7.2%)		15 018(0%)	

100 年一遇气象重现期进行防风设计, 无论是在防风能力还是工程投资上均可良好匹配, 对于强风区 500 kV 重要线路采用 50 年一遇气象重现期+重要性系数 1.1 为各方案中技术经济指标综合最优的选择, 对于节约资源、降低碳排放, 减少对自然环境的破坏具有重要意义。

4 讨论

本文研究对于南网沿海强风区新建 500 kV 重要输电线路防风设计方案修订具有较强的参考意义, 研究方法可推广至不同风区、不同重要性等级、不同电压等级架空输电线路的防风差异化建设中。各电网公司应结合线路重要性等级以及抵御台风灾害的能力要求提出统一且合理的设计标准, 便于线路工程的设计及运维管理, 也能在保证抗风能力的前提下, 不造成无益的投资浪费。

参考文献:

- [1] 谢强, 李杰. 电力系统自然灾害的现状与对策 [J]. 自然灾害学报, 2006, 15(4): 126-131. DOI: 10.3969/j.issn.1004-4574.2006.04.023.
- XIE Q, LI J. Current situation of natural disaster in electric power

system and countermeasures [J]. Journal of natural disasters, 2006, 15(4): 126-131. DOI: 10.3969/j.issn.1004-4574.2006.04.023.

- [2] 陶祥海, 黄国栋, 江巴彦. 保底线路抗台风加固技术研究 [J]. 南方能源建设, 2017, 4(4): 95-99, 94. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2017.04.018.
- TAO X H, HUANG G D, JIANG S Y. Research on the reinforcement technique for typhoon-induced disaster of the reserved transmission tower-line [J]. Southern energy construction, 2017, 4(4): 95-99, 94. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2017.04.018.
- [3] 赵君宇, 高山, 徐路, 等. 考虑台风影响的海上风电机组双层检修策略 [J]. 电力建设, 2023, 44(7): 121-130. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2023.07.013.
- ZHAO J Y, GAO S, XU L, et al. Double-layer maintenance strategy for offshore wind turbines considering impact of typhoon [J]. Electric power construction, 2023, 44(7): 121-130. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2023.07.013.
- [4] 黄增浩, 吴新桥, 孟晓波, 等. 沿海地区输电线路台风观测方法研究及“莫兰蒂”台风实测分析 [J]. 南方电网技术, 2018, 12(9): 28-34. DOI: 10.13648/j.cnki.issn1674-0629.2018.09.005.
- HUANG Z H, WU X Q, MENG X B, et al. Research on measurement method of typhoon on transmission line in coastal areas and measurement of typhoon Meranti [J]. Southern power

- system technology, 2018, 12(9): 28-34. DOI: 10.13648/j.cnki.issn1674-0629.2018.09.005.
- [5] 江巴彦, 潘春平, 庄志伟, 等. 广东沿海输电线路台风倒塔事故的分析探讨 [J]. 南方能源建设, 2016, 13(增刊 1): 82-87. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2016.S1.018.
JIANG S Y, PAN C P, ZHUANG Z W, et al. Analysis of collapse accident of transmission line tower causing by typhoon attacking in the coastal district of Guangdong Province [J]. Southern energy construction, 2016, 13(Suppl.1): 82-87. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2016.S1.018.
- [6] 孙吉波, 辛拓, 王延纬. 广东电网抗击超强台风“威马逊”的经验及反思 [J]. 广东电力, 2014, 27(12): 80-83. DOI: 10.3969/j.issn.1007-290X.2014.12.016.
SUN J B, XIN T, WANG Y W. Experience of Guangdong power grid resisting super typhoon "Rammasun" and introspection [J]. Guangdong electric power, 2014, 27(12): 80-83. DOI: 10.3969/j.issn.1007-290X.2014.12.016.
- [7] 张盈哲, 廖宗高, 谢强. 输电线路设计规范中风荷载计算方法的比较 [J]. 电力建设, 2013, 34(7): 57-62. DOI: 10.3969/j.issn.1000-7229.2013.07.011.
ZHANG Y Z, LIAO Z G, XIE Q. Comparison of wind load calculation standards for power transmission lines [J]. Electric power construction, 2013, 34(7): 57-62. DOI: 10.3969/j.issn.1000-7229.2013.07.011.
- [8] 潘峰, 陈稼苗, 聂建波, 等. 国内外规范输电线路铁塔风荷载特性对比 [J]. 中国电力, 2013, 46(4): 37-42. DOI: 10.3969/j.issn.1004-9649.2013.04.009.
PAN F, CHEN J M, NIE J B, et al. Contrast study of wind load characteristics for transmission towers based foreign standards [J]. Electric power, 2013, 46(4): 37-42. DOI: 10.3969/j.issn.1004-9649.2013.04.009.
- [9] 章东鸿, 王振华. 输电线路导线阵风响应计算与比较 [J]. 中国电力, 2016, 49(7): 27-31. DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.2016.07.027.05.
ZHANG D H, WANG Z H. Computation and comparison for gust response of wires of transmission line [J]. Electric power, 2016, 49(7): 27-31. DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.2016.07.027.05.
- [10] 汪大海, 吴海洋, 梁枢果. 输电线路风荷载规范方法的理论解析和计算比较研究 [J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(36): 6613-6621. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.2014.36.030.
WANG D H, WU H Y, LIANG S G. Theoretical analysis and comparison on typical international wind load codes of transmission conductors [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(36): 6613-6621. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.2014.36.030.
- [11] 汪伟, 张芸蕾, 章东鸿, 等. 中外架空输电线路设计风荷载规范对比分析 [J]. 南方电网技术, 2023, 17(6): 117-127, 144. DOI: 10.13648/j.cnki.issn1674-0629.2023.06.014.
WANG W, ZHANG Y L, ZHANG D H, et al. Comparative analysis on wind load specifications in China and abroad overhead transmission line [J]. Southern power system technology, 2023, 17(6): 117-127, 144. DOI: 10.13648/j.cnki.issn1674-0629.2023.06.014.
- [12] 国家能源局. 架空输电线路荷载规范: DL/T 5551—2018 [S]. 北京: 中国计划出版社, 2018.
National Energy Administration. Load code for the design of overhead transmission line: DL/T 5551—2018 [S]. Beijing: China Planning Press, 2018.
- [13] 吴新桥, 张志强, 章东鸿, 等. 沿海老旧输电线路防风能力评价方法 [J]. 南方电网技术, 2020, 14(4): 39-44. DOI: 10.13648/j.cnki.issn1674-0629.2020.04.006.
WU X Q, ZHANG Z Q, ZHANG D H, et al. Evaluation method of anti-wind capacity of coastal old transmission lines [J]. Southern power system technology, 2020, 14(4): 39-44. DOI: 10.13648/j.cnki.issn1674-0629.2020.04.006.
- [14] 朱映洁, 章东鸿, 卢赓, 等. 广东省电网抗台风灾害能力有关问题专题研究 [R]. 广州: 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 2017.
ZHU Y J, ZHANG D H, LU G, et al. Special research on the ability of Guangdong power grid to withstand typhoon disasters [R]. Guangzhou: China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., 2017.
- [15] 朱阳. 架空输电线路防风能力评估分析 [J]. 通信电源技术, 2019, 36(1): 286-288. DOI: 10.10.19399/j.cnki.tpt.2019.01.117.
ZHU Y. Evaluation and analysis of windproof capability of overhead transmission lines [J]. Telecom power technology, 2019, 36(1): 286-288. DOI: 10.10.19399/j.cnki.tpt.2019.01.117.
- [16] 中国南方电网有限责任公司. 35 kV~500 kV 交流输电线路装备技术导则: Q/CSG 1107003—2019 [S].
China Southern Power Grid Company Limited. Technical guidelines for 35 kV~500 kV AC transmission line equipment: Q/CSG1107003-2019 [S].
- [17] 中华人民共和国住房和城乡建设部, 中华人民共和国质量监督检验检疫总局. 110 kV~750 kV 架空输电线路设计规范: GB 50545—2010 [S]. 北京: 中国计划出版社, 2010.
Ministry of Housing and Urban-Rural Development of the People's Republic of China, General Administration of Quality

- Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China. Code for design of 110 kv~750 kv overhead transmission line: GB 50545 —2010 [S]. Beijing: China Planning Press, 2010.
- [18] 黎景辉, 李敏生. 输电线路历年规程与新荷载规范风荷载对比 [J]. *南方能源建设*, 2020, 7(3): 102-106. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2020.03.013](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2020.03.013).
- LI J H, LI M S. Comparison of wind load on transmission lines between old codes and new load code [J]. *Southern energy construction*, 2020, 7(3): 102-106. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2020.03.013](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2020.03.013).
- [19] 李敏生, 王振华. 中国输电线路规范的风荷载计算比较 [J]. *南方能源建设*, 2018, 5(3): 89-93. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2018.03.014](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2018.03.014).
- LI M S, WANG Z H. Comparison of wind load calculation for China transmission codes [J]. *Southern energy construction*, 2018, 5(3): 89-93. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2018.03.014](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2018.03.014).
- [20] 中华人民共和国住房和城乡建设部. 建筑结构荷载规范: GB 50009—2012 [S]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2012.
- Ministry of Housing and Urban-Rural Development of the People's Republic of China. Load code for the design of building structures: GB 50009—2012 [S]. Beijing: China Architecture & Building Press, 2012.
- [21] 王金龙, 蒙春玲. 《架空输电线路荷载规范》对 500 kV 线路杆塔的影响分析 [J]. *电力勘测设计*, 2022(5): 24-29. DOI: [10.13500/j.dlkcsj.issn1671-9913.2022.05.005](https://doi.org/10.13500/j.dlkcsj.issn1671-9913.2022.05.005).
- WANG J L, MENG C L. Analysis on the impact of load code for the design of overhead transmission line on the tower of 500 kV line [J]. *Electric power survey & design*, 2022(5): 24-29. DOI: [10.13500/j.dlkcsj.issn1671-9913.2022.05.005](https://doi.org/10.13500/j.dlkcsj.issn1671-9913.2022.05.005).
- [22] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 圆线同心绞架空导线: GB/T 1179—2017 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2017.
- General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. Round wire concentric lay overhead electrical stranded conductors: GB/T 1179—2017 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2017.

作者简介:



颜子威

颜子威(第一作者)

1995-, 男, 工程师, 硕士, 主要从事架空输电线路设计工作(e-mail) yanziwei@gedi.com.cn。

朱映洁

朱映洁(通信作者)

1981-, 女, 高级工程师, 硕士, 主要从事架空输电线路设计工作(e-mail) zhuyingjie@gedi.com.cn。

章东鸿

1972-, 男, 教授级高级工程师, 硕士, 主要从事输电工程方面的设计与研究工作(e-mail) zhangdonghong@gedi.com.cn。

潘春平

1960-, 男, 教授级高级工程师, 主要从事输电工程方面的设计与研究工作(e-mail) panchunping@gedi.com.cn。

龚有军

1984-, 男, 高级工程师, 硕士, 主要从事输电工程方面的设计与研究工作(e-mail) gongyoujun@gedi.com.cn。

(编辑 孙舒)