การศึกษาระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม

THE STUDYING OF LIGHTNING PROTECTION FOR WIND TURBINE

โดย

นายวรเมธ ชัยอาชาวงษ์
นายวรากร พุทธานนท์
นายวัลลภ เศษสูงเนิน
นางสาววิชุนารถ เล้าอติมาน

ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ปีการศึกษา 2558

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

การศึกษาระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม
THE STUDYING OF LIGHTNING PROTECTION FOR WIND TURBINE

T143915

โดย

นายวรเมธ ชัยอาชาวงษ์
นายวรากร พุทธานนท์
นายวัลลภ เศษสูงเนิน
นางสาววิชุนารถ เล้าอติมาน

b. 12810885
i.

เลขหมู่
เลขทะเบียน 143915
วัน.เดือน.ปี 04 ต.ค. 2559

ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ปีการศึกษา 2558

THE STUDYING OF LIGHTNING PROTECTION FOR WIND TURBINE

WORAMET CHAIARCHAWONGSE
WARAKORN PUTTHANON
WALLOP SESSUNGNOEN
WICHUNAT LAOATIMAN

THIS PROJECT SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT OF THE REQUIREMENT
FOR THE BACHELOR DEGREE IN ELECTRICAL ENGINEERING
DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2015

ปีการศึกษา 2558

การศึกษาระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม
THE STUDYING OF LIGHTNING PROTECTION FOR WIND TURBINE

โดย

นายวรเมธ	ชัยอาชาวงษ์
นายวรากร	พุทธานนท์
นายวัลลภ	เศษสูงเนิน
นางสาววิชุนารถ	เล้าอติมาน

อาจารย์ที่ปรึกษา

รศ.ดร.นรเศรษฐ พัฒนเดช
รศ.ดร.มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์

ปริญญานิพนธ์ปีการศึกษา 2558

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เรื่อง การศึกษาระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม

ผู้จัดทำ

1. นายวรเมธ ชัยอาชาวงษ์
2. นายวรากร พุทธานนท์
3. นายวัลลภ เศษสูงเนิน
4. นางสาววิชุนารถ เล้าอติมาน

.... อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก

(รองศาสตราจารย์ ดร.นรเศรษฐ พัฒนเดช)

.... อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม

(รองศาสตราจารย์ ดร.มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์)

การศึกษาระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม

นาย วรเมธ	ชัยอาชาวงษ์	
นาย วรากร	พุทธานนท์	
นาย วัลลภ	เศษสูงเนิน	
นางสาว วิชุนารถ	เล้าอติมาน	
รศ.ดร. นรเศรษฐ	พัฒนเดช	อาจารย์ที่ปรึกษา
รศ.ดร. มณฑล	ลีลาจินดาไกรฤกษ์	อาจารย์ที่ปรึกษา

ปีการศึกษา 2558

บทคัดย่อ

กังหันลมเป็นพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า เป็นสิ่งปลูกสร้างที่มีความสูงมากกว่าสิ่งปลูกสร้างอื่นๆ จึงมีความเสี่ยงสูงต่อการถูกฟ้าผ่า ปริญญานิพนธ์นี้จึงทำการศึกษาประสิทธิภาพการป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลมและผลของตำแหน่งการติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่าที่แตกต่างกัน โดยออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่าภายนอกอ้างอิงตามมาตราฐาน IEC 61400-24 โดยในส่วนของตัวนำล่อฟ้าบริเวณใบพัดมีการออกแบบทั้งหมด 3 วิธี คือ แบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า (แบบ A) แบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด (แบบ B) และแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย (แบบ C) จากนั้นทำการทดสอบระบบการป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลมที่ออกแบบ โดยใช้แรงดันกระแสตรงขั้วลบเพื่อสังเกตผลของสตรีมเมอร์ และสังเกตจุดที่เกิดการเบรกดาวน์ ผลการทดสอบสามารถสรุปได้ว่าใบพัดแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัดมีประสิทธิภาพในการป้องกันฟ้าผ่าสูงสุด และใบพัดแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่ามีประสิทธิภาพในการป้องกันฟ้าผ่าต่ำสุด เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการป้องกันฟ้าผ่าแบบอื่นๆ

The studying of Lightning Protection for Wind Turbine

Mr.Woramet Chaiarchawongse
Mr.Warakorn Putthanon
Mr.Wallop Sessungnoen
Ms.Wichunat Laoatiman
Assoc.Prof.Dr.Norasage Pattanadech Supervisor
Assoc.Prof.Dr.Monthon Leelachindakrairerk Supervisor
Year 2015

ABSTRACT

Wind turbine is a renewable source for electrical generation. It is one of higher constructions compared with normal buildings. Therefore, it has a high chance to get struck by lightning. This research investigated efficiency of lightning protection types for wind turbine and the effect of position of lightning protection installation. The design of lighting protection for wind turbine types was referred to IEC 61400-24. The design of lightning conductor had 3 different forms which were: receptor installation (Type A), copper line conductor around the propellers installation (Type B) and conductor in lattice form installation (Type C). Then, each type of lightning protections was verified by DC voltage testing experiment to observe the streamer and the breakdown points. It was found that copper line conductor around the propellers installation provided the best efficiency for lightning protection of wind turbine while receptor installation provided the lowest efficiency compared with others.

.

กิตติกรรมประกาศ

ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ด้วยการช่วยเหลือจากหลายท่าน โดยเฉพาะอย่างยิ่งต้องขอขอบคุณ รองศาสตราจารย์ ดร. นรเศรษฐ พัฒนเดช รองศาสตราจารย์ ดร.มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์ และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. พีรวุฒิ ยุทธโกวิท อาจารย์ที่ปรึกษา และอาจารย์ที่ปรึกษาร่วมที่ได้ให้การช่วยเหลือในด้านความรู้ทั้งทางทฤษฎีและทางปฏิบัติ และได้กรุณาตรวจแก้ไขปริญญานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อยเป็นอย่างดี

ขอขอบพระคุณ คุณปุณยวีร์ ฉายศิริ ที่ได้กรุณาให้การดูแล ช่วยเหลือ และให้ข้อเสนอแนะต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อโครงงานมาโดยตลอด รวมถึงได้ให้ความกรุณาตรวจแก้ไขปริญญานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อยเป็นอย่างดี

ขอขอบคุณพี่ๆ ปริญญาโทและปริญญาเอก เพื่อนๆ ห้องปฏิบัติการไฟฟ้าแรงสูงทุกคน ที่ได้ช่วยเหลือในการทำโครงงานให้ผ่านพ้นไปได้ด้วยดี

ท้ายนี้คณะผู้จัดทำ ขอกราบขอบพระคุณ บิดามารดา และครอบครัวซึ่งให้การสนับสนุนในด้านต่างๆ และให้กำลังใจ อีกทั้งเพื่อนๆ พี่ๆ น้องๆ ที่ให้ความช่วยเหลือในด้านการจัดหาอุปกรณ์ต่างๆ ในการทำโครงงานครั้งนี้จนสำเร็จได้ด้วยดี จึงขอขอบคุณไว้ ณ ที่นี้ด้วย

คณะผู้จัดทำ

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ	I
ABSTRACT	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ	IV
สารบัญรูป	VII
สารบัญตาราง	X
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงงาน	1
1.3 ขอบเขตของโครงงาน	2
1.4 งานวิจัยและมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง	2
1.5 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน	2
1.6 ผลที่คาดว่าจะได้รับ	3
บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	4
2.1 ฟ้าผ่า	4
2.2 กระบวนการเกิดฟ้าผ่า	5
2.3 คุณลักษณะของฟ้าผ่า	6
2.3.1 ฟ้าผ่าลงหรือฟ้าผ่าขึ้น	6
2.3.2 ขั้วและรูปคลื่นกระแสฟ้าผ่า	7
2.3.3 ขนาดกระแสฟ้าผ่า	8
2.3.4 ฟ้าผ่าซ้ำหลายลำ	9
2.4 ผลจากฟ้าผ่า	9
2.4.1 ผลทางความร้อน	9
2.4.2 ผลทางแรงกล	10
2.4.3 ผลทางไฟฟ้า	11
2.5 ความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการเกิดฟ้าผ่าในประเทศไทย	14
2.6 กังหันลมผลิตไฟฟ้า	18
2.6.1 กังหันลมชนิดแกนหมุนแนวตั้ง	18
2.6.2 กังหันลมชนิดแกนหมุนแนวนอน	19
2.7 ส่วนประกอบของกังหันลมผลิตไฟฟ้า	20
2.7.1 แกนหมุนใบพัด	20
2.7.2 ห้องเครื่อง	21
2.7.3 เสา	22

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.7.4 ฐานราก 23
2.8 กังหันลมในประเทศไทย 23
2.9 ระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม 25
2.9.1 ระบบป้องกันฟ้าผ่าภายนอก 25
2.9.2 ระบบป้องกันฟ้าผ่าภายใน 30
บทที่ 3 การออกแบบและสร้างแบบจำลองกังหันลม 31
3.1 คุณลักษณะที่กำหนด 31
3.2 การออกแบบแบบจำลองกังหันลม 31
3.3 การสร้างแบบจำลองกังหันลม 42
บทที่ 4 การทดสอบแบบจำลองกังหันลม 47
4.1 แบบจำลองกังหันลมที่ใช้ในการทดสอบ 47
4.2 การจำลองการทดสอบแบบจำลองกังหันลมโดยใช้โปรแกรมไฟไนต์เอลิเมนต์ 48
4.3 วงจรในการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ 53
4.4 การหาความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันด้านแรงต่ำและแรงสูงของหม้อแปลงทดสอบ 54
4.5 การทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ 55
4.5.1 ขั้นตอนการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงสูงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ 55
4.5.2 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ 55
4.6 การทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ 60
4.6.1 ขั้นตอนการทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ 60
4.6.2 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ 60
4.7 การทดสอบแบบจำลองกังหันลมแบบต่อตัวต้านทานด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ 62
4.7.1 ขั้นตอนการทดสอบแบบจำลองกังหันลมแบบต่อตัวต้านทานด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ 62
4.7.2 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมแบบต่อตัวต้านทานด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ 62
บทที่ 5 สรุปผลการทดลอง 65
5.1 สรุปผลการดำเนินงาน 65
5.2 ปัญหาและข้อเสนอแนะ 65
เอกสารอ้างอิง 66

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก บทความวิชาการ	68
ภาคผนวก ข มาตรฐาน IEC 62305-3, Edition 2.0 – 2010	73
ภาคผนวก ค มาตรฐาน IEC 61400-24, Edition 1.0 – 2010	90
ประวัติผู้เขียน	125

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
2.1	ฟ้าแลบกับฟ้าผ่าร่วมกัน	4
2.2	การกระจายของประจุในก้อนเมฆ cumulonimbus	5
2.3	ภาพสเก็ตการขยายตัวของหัวนำร่อง	6
2.4	ฟ้าผ่าลง – ฟ้าผ่าขึ้น	6
2.5	รูปคลื่นกระแสฟ้าผ่า	7
2.6	กระบวนการฟ้าผ่าซ้ำ	9
2.7	แรงกลอิมพัลส์กระทำต่อตัวนำ	11
2.8	แรงดันสัมผัสและแรงดันช่วงก้าว	12
2.9	แรงดันช่วงก้าว U_s (stepped voltages)	13
2.10	แผนที่แสดงสถิติผู้ได้รับบาดเจ็บและเสียชีวิตจากการเกิดฟ้าผ่าในประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2550-2557	17
2.11	กังหันลมแกนหมุนแนวตั้งชนิดขับเคลื่อนด้วยแรงฉุด	18
2.12	กังหันลมแกนหมุนแนวตั้งชนิดขับเคลื่อนด้วยแรงยก	19
2.13	กังหันลมแกนหมุนแนวตั้งชนิดขับเคลื่อนด้วยแรงผสม	19
2.14	ลักษณะทั่วไปของกังหันลมชนิดแกนหมุนแนวนอน	20
2.15	ส่วนประกอบกังหันลมแกนหมุนแนวนอน	20
2.16	ประเภทของใบพัดกังหันลม	21
2.17	แผนที่แสดงที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย	24
2.18	วิธีมุมป้องกันสำหรับแท่งล่อฟ้าเดี่ยว	25
2.19	การกำหนดมุมป้องกัน	26
2.20	ผลของระดับความสูงของระนาบอ้างอิงที่แตกต่างกัน	26
2.21	การป้องกันฟ้าผ่าด้วยวิธีทรงกลมกลิ้ง	27
2.22	ระบบการเชื่อมต่อตัวนำล่อฟ้าที่ติดตั้งภายใต้หลังคา	28
2.23	รูปแบบการติดตั้งตัวนำล่อฟ้าของใบพัดกังหันลม	28
3.1	แบบจำลองฐานของกังหันลม	31
3.2	แบบ Drawing ฐานของกังหันลม	32
3.3	เสาของกังหันลม	33
3.4	แบบจำลองฐานของห้องเครื่อง	33
3.5	แบบ Drawing ฐานของห้องเครื่อง	34
3.6	ห้องเครื่อง	34
3.7	เพลาของกังหันลม	35
3.8	แบบจำลองดุมใบพัด	36
3.9	แบบ Drawing ดุมใบพัด	36

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
3.10	ส่วนหลังของใบพัดแบบ A	37
3.11	ส่วนหน้าของใบพัดแบบ A	37
3.12	ตัวนำลงดินของใบพัดแบบ A	38
3.13	ภาพรวมของใบพัดแบบ A	38
3.14	ส่วนหลังของใบพัดแบบ B และ C	38
3.15	ส่วนหน้าของใบพัดแบบ B และ C	39
3.16	ชั้นตรงกลางของใบพัดแบบ B	39
3.17	ระบบตัวนำล่อฟ้าและระบบตัวนำลงดินของใบพัดแบบ B	39
3.18	ภาพรวมของใบพัดแบบ B	40
3.19	ชั้นตรงกลางของใบพัดแบบ C	40
3.20	ระบบตัวนำล่อฟ้าของใบพัดแบบ C	40
3.21	ภาพรวมของใบพัดแบบ C	40
3.22	แท่งตัวนำล่อฟ้า	41
3.23	ภาพรวมกังหันลม	41
3.24	ฐานและเสาของกังหันลม	42
3.25	ฐานของห้องเครื่อง	42
3.26	ห้องเครื่อง	43
3.27	เพลาและดุมใบพัด	44
3.28	ภาพรวมใบพัดแบบ A	44
3.29	ภาพรวมใบพัดแบบ B	45
3.30	ภาพรวมใบพัดแบบ C	46
4.1	กังหันลมที่ใช้ในการทดสอบ (ตำแหน่ง A)	47
4.2	กังหันลมที่ใช้ในการทดสอบ (ตำแหน่ง B)	48
4.3	ความเครียดสนามไฟฟ้าบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า	48
4.4	การกระจายสนามไฟฟ้าบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า	49
4.5	การกระจายแรงดันบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า	49
4.6	ความเครียดสนามไฟฟ้าบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด	50
4.7	การกระจายสนามไฟฟ้าบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด	50
4.8	การกระจายแรงดันบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด	51

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.9	ความเครียดสนามไฟฟ้าบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย	51
4.10	การกระจายสนามไฟฟ้าบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย	52
4.11	การกระจายแรงดันบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย	52
4.12	วงจรทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ	53
4.13	การต่อวงจรทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ	53
4.14	ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันด้านแรงต่ำและแรงสูง	55
4.15	การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า ระยะระหว่างอิเล็กโตรดกับใบพัด 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง A	57
4.16	การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า ระยะระหว่างอิเล็กโตรดกับใบพัด 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง B	57
4.17	การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด ระยะระหว่างอิเล็กโตรดกับใบพัด 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง A	58
4.18	การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด ระยะระหว่างอิเล็กโตรดกับใบพัด 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง B	58
4.19	การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย ระยะระหว่างอิเล็กโตรดกับใบพัด 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง A	59
4.20	การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย ระยะระหว่างอิเล็กโตรดกับใบพัด 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง B	59
4.21	ตัวต้านที่นำมาต่อใช้ในการทดสอบ	62

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1.1	วิธีการดำเนินการ	3
2.1	ตัวอย่างค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของฟ้าผ่า	8
2.2	จำนวนของผู้บาดเจ็บและเสียชีวิตจากฟ้าผ่าจำแนกตามเดือน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548-2557	14
2.3	จำนวนของผู้บาดเจ็บและเสียชีวิตจากฟ้าผ่าจำแนกตามสถานที่เกิดเหตุ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548-2557	15
2.4	จำนวนของผู้บาดเจ็บและเสียชีวิตจากฟ้าผ่าจำแนกตามภาค ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2550-2557	16
2.5	ระยะสูงสุดของรัศมีทรงกลมกลิ้งตามระดับการป้องกันฟ้าผ่า	27
2.6	ระยะของตาข่ายตามระดับการป้องกันฟ้าผ่า	27
2.7	ระยะห่างของตัวนำลงดินตามระดับการป้องกันฟ้าผ่า	29
4.1	แรงดันเฉลี่ยด้านแรงต่ำและแรงสูงของหม้อแปลงทดสอบ	54
4.2	ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์ที่ระยะห่าง 10 cm	56
4.3	ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์ที่ระยะห่าง 15 cm	56
4.4	ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์ที่ระยะห่าง 20 cm	56
4.5	ผลการทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบที่ระยะห่าง 10 cm	60
4.6	ผลการทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบที่ระยะห่าง 15 cm	61
4.7	ผลการทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบที่ระยะห่าง 20 cm	61
4.8	ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์เมื่อต่อ R = 20 โอห์ม ที่ระยะห่าง 20 cm	63
4.9	ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์เมื่อต่อ R = 70 โอห์ม ที่ระยะห่าง 20 cm	63
4.10	ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์เมื่อต่อ R = 300 โอห์ม ที่ระยะห่าง 20 cm	63

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ฟ้าผ่าเป็นปรากฏการณ์ธรรมชาติที่ไม่สามารถทำนายและคาดการณ์ได้ เกิดจากการถ่ายเทประจุระหว่างก้อนเมฆและพื้นดิน ลำฟ้าผ่ามีแรงดันและกระแสสูง เกิดความร้อน และแรงกลขึ้น สร้างความเสียหายทั้งชีวิตและทรัพย์สิน ส่วนมากฟ้าผ่าจะเกิดบริเวณที่โล่งและผ่าลงบริเวณที่สูง ทำให้สิ่งปลูกสร้างต่างๆ ที่มีความสูงได้รับความเสียหายจากการเกิดฟ้าผ่าบ่อยครั้ง ดังนั้นระบบการป้องกันฟ้าผ่าจึงเป็นสิ่งหนึ่งที่ควรศึกษา และให้ความสำคัญ เนื่องจากหากสามารถออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่าได้อย่างมีความรู้และความเข้าใจที่ถูกต้องแล้วจะทำให้สามารถป้องกัน หรือลดความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการเกิดฟ้าผ่าได้

ปัจจุบันประชากรในประเทศไทยมีอัตราเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง เป็นผลให้เกิดการใช้ทรัพยากรธรรมชาติและพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องด้วย ก่อให้เกิดปัญหาการขาดแคลนพลังงานไฟฟ้าและทรัพยากรธรรมชาติ เชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในการการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยทั่วไปนั้นได้แก่ น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน ซึ่งเชื้อเพลิงเหล่านี้ล้วนแล้วแต่เป็นพลังงานสิ้นเปลืองหรือเป็นทรัพยากรที่เรียกว่าทรัพยากรประเภทใช้แล้วหมดไป ดังนั้นการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้พลังงานทดแทนประเภทพลังงานหมุนเวียนที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้อย่างไม่รู้จักหมดสิ้น ซึ่งเป็นพลังงานสะอาดไม่ก่อให้เกิดอันตรายต่อสภาพแวดล้อม จึงเติบโต และเป็นที่นิยมมากขึ้น โดยในปัจจุบันการลงทุนด้านพลังงานทดแทนทั้งจากภาครัฐและภาคเอกชนมีการลงทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้พลังงานลมมากที่สุด ซึ่งพลังงานลมเป็นพลังงานจากธรรมชาติที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้โดยอาศัยเครื่องมือในการแปลงพลังงานลมให้เป็นพลังงานไฟฟ้า เรียกว่า กังหันลม

ส่วนมากกังหันลมผลิตกระแสไฟฟ้าในประเทศไทยนั้น ตั้งอยู่บริเวณที่ราบสูงและบริเวณแนวภูเขา ความสูงจากฐานเสาถึงปลายใบพัดของกังหันลมมีหลากหลายขนาดซึ่งสูงกว่าสิ่งปลูกสร้างอื่นๆ ในบริเวณโดยรอบ จึงมีความเสี่ยงสูงที่จะได้รับผลกระทบของฟ้าผ่า ทำให้เกิดการชำรุดเสียหายต้องทำการซ่อมบำรุงก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายเป็นจำนวนมาก นอกจากนั้นแล้วยังทำให้ขาดความต่อเนื่องในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ส่งผลให้พลังงานไฟฟ้าอาจไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ กลุ่มข้าพเจ้าเล็งเห็นถึงความสำคัญของปัญหาดังกล่าว จึงต้องการสร้างระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลมผลิตกระแสไฟฟ้าขึ้นตามมาตรฐาน IEC 61400-24 เพื่อป้องกันกังหันลมผลิตกระแสไฟฟ้าจากการถูกฟ้าผ่า

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงงาน

1. เพื่อศึกษาพฤติกรรมการเกิดฟ้าผ่า และความเสียหายที่เกิดขึ้นในประเทศไทย
2. เพื่อศึกษาโครงสร้างของกังหันลม
3. เพื่อสร้างองค์ความรู้เพื่อใช้ในการป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม
4. เพื่อศึกษาการออกแบบและประกอบสร้างแบบจำลองการป้องกันฟ้าผ่ากังหันลม และทำการทดสอบ

1.3 ขอบเขตของโครงงาน

1. ศึกษาพฤติกรรมการเกิดฟ้าผ่าในประเทศไทย ความเสียหายที่เกิดขึ้นแก่ชีวิตและทรัพย์สิน
2. ศึกษาโครงสร้างของกังหันลม
3. ออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่า และจำลองการป้องกันฟ้าผ่ากังหันลม และทำการทดสอบ

1.4 งานวิจัยและมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง

IEC61400-1 Wind turbines –Design requirements

IEC61400-24 Wind turbines –Lightning protection

IEC62305-1 Protection against lightning –General principles

IEC62305-2 Protection against lightning –Risk management

IEC62305-3 Protection against lightning –Physical damage to structures and life hazard

IEC62305-4 Protection against lightning –Electrical and electronic systems within structures

1.5 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

1. ศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการเกิดฟ้าผ่า
2. ศึกษาโครงสร้างกังหันลม
3. ศึกษามาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการเกิดฟ้าผ่า
4. ศึกษาโครงสร้างและระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม
5. ออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่ากังหันลม
6. ประกอบสร้างระบบป้องกันฟ้าผ่ากังหันลม
7. ทดสอบระบบป้องกันฟ้าผ่ากังหันลม
8. วิเคราะห์และปรับปรุงระบบป้องกันฟ้าผ่ากังหันลม
9. จัดทำปริญญานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์

ตารางที่ 1.1 วิธีการดำเนินการ

วิธีการดำเนินการ	ปีการศึกษา 2558									
	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.
1.ศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการเกิดฟ้าผ่า	←- - - ←——	- → ———	 ——→							
2.ศึกษาโครงสร้างของกังหันลม	←- - - ←——	- - → ——→								
3.ศึกษามาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการเกิดฟ้าผ่า	←- - ←——	- - → ———	 ——→							
4.ศึกษาระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม		←- - ←——	- - - ———	- → ——→						
5.ออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่ากังหันลม			←- - - 	- - → ←——	 ——→					
6.ประกอบสร้างระบบป้องกันฟ้าผ่ากังหันลม					←- - - 	- - → ←——	 ——→			
7.ทดสอบระบบป้องกันฟ้าผ่ากังหันลม							←- - - ←——	- - → ——→		
8.วิเคราะห์และปรับปรุงระบบป้องกันฟ้าผ่ากังหันลม								←- - - ←——	- - → ——→	
9.จัดทำปริญญานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์								 ←——	←- - - ———	- - → ——→

←- - - - - - - - - - -→ วางแผน ←——————→ ทำจริง

1.6 ผลที่คาดว่าจะได้รับ

1. ทราบถึงกระบวนการเกิดฟ้าผ่า รวมถึงพฤติกรรมการเกิดฟ้าผ่าในประเทศไทยและความเสียหายที่เกิดขึ้น

2. สามารถออกแบบและสร้างระบบจำลองการป้องกันฟ้าผ่ากังหันลมได้

3. เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการนำไปศึกษาวิจัยและพัฒนาระบบป้องกันฟ้าผ่าของนักวิจัยในรุ่นต่อๆ ไป

บทที่ 2
ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 ฟ้าผ่า [1]

ฟ้าผ่าเป็นปรากฏการณ์ธรรมชาติ Benjamin Franklin และลูกชาย Thomas Folger ได้พิสูจน์ให้เห็นชัดเจน ตั้งแต่ ปี ค.ศ. 1752 ที่เมืองฟิลาเดลเฟีย ประเทศสหรัฐอเมริกาว่า ฟ้าผ่าก็คือสปาร์กไฟฟ้า (Lightning is electric spark) อันเป็นผลของการเกิดดีสชาร์จของประจุไฟฟ้าในก้อนเมฆ นับเป็นการเริ่มต้นของการศึกษาเชิงวิทยาศาสตร์ เพื่อหาข้อมูลเกี่ยวกับฟ้าผ่า การค้นพบนี้เบนจามินได้พัฒนาหลักการป้องกันฟ้าผ่าด้วยเสาล่อฟ้า เรียกว่า Franklin rod มาจนถึงทุกวันนี้

การสะสมประจุในก้อนเมฆมีปริมาณมาก ทำให้ก้อนเมฆมีศักย์ไฟฟ้าสูงตั้งแต่ 10 เมกะโวลต์ ถึง 100 เมกะโวลต์ และเกิดดีสชาร์จระหว่างก้อนเมฆกับพื้นโลก เป็นวาบฟ้าผ่า (Ground flash) หรือระหว่างก้อนเมฆกับก้อนเมฆ หรือภายในก้อนเมฆเดียวกันเป็นฟ้าแลบ (Air discharge) ฟ้าผ่าและฟ้าแลบมีโอกาสเกิดขึ้นพร้อมกัน โดยธรรมชาติปรากฏการณ์ที่เกิดขึ้นส่วนใหญ่แล้วจะเป็นฟ้าแลบ แต่ในส่วนของการศึกษาและวิจัยของมนุษย์ส่วนมากจะให้ความสนใจเกี่ยวกับฟ้าผ่ามากกว่าเนื่องจากปรากฏการณ์ฟ้าผ่าที่เกิดขึ้นนั้นส่งผลกระทบต่อมนุษย์มากที่สุด

รูปที่ 2.1 ฟ้าแลบกับฟ้าผ่าร่วมกัน

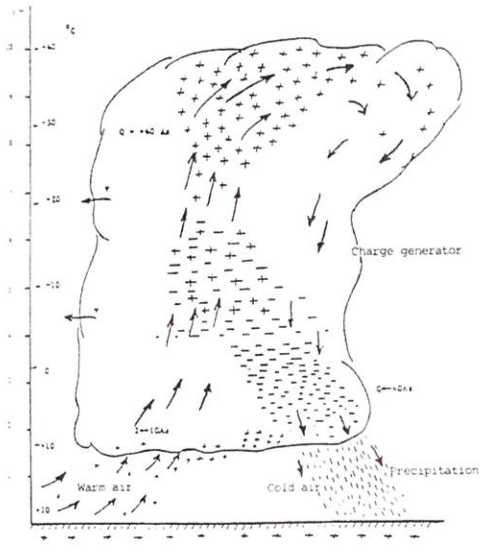
สิ่งต่างๆ ทั้งหลายภายในโลกนี้จะมีทั้งคุณและโทษอยู่ในตัว แต่ฟ้าผ่าเท่าที่ทราบจะมีแต่โทษเนื่องจากลำฟ้าผ่ามีความร้อนสูง โดยเฉพาะที่แกนลำฟ้าผ่ามีอุณหภูมิสูงถึง 30,000 °K จึงทำให้เกิดเพลิงไหม้แก่สิ่งที่ถูกฟ้าผ่าได้ จากการวัดกระแสฟ้าผ่าก็มีค่านับเป็นหลายสิบเป็นร้อยกิโลแอมป์ ซึ่งกระแสขนาดนี้ที่จะเกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาสั้นและรวดเร็ว ย่อมทำให้เกิดแรงกลบิดและแรงระเบิดได้มากมาย ฉะนั้นเมื่อฟ้าผ่าที่ใดก็มักจะทำให้สิ่งที่ถูกฟ้าผ่าเกิดระเบิดเสียหาย นอกจากนั้นแล้วการเปลี่ยนแปลงของกระแสฟ้าผ่ามีอัตราสูง จึงทำให้เกิดคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้ากระจายออกไปรบกวนระบบสื่อสาร เกิดแรงดันเหนี่ยวนำในระบบวงจรไฟฟ้าเป็นแรงดันเสิร์จ และเกิดเป็นแรงดันเกินวิ่งไปตามสายไฟเข้าไปสู่อุปกรณ์ที่ใช้ไฟฟ้าก่อให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่มีความไวต่อ

แรงดันทรานเซี้ยนต์ นอกจากนั้นแล้วกระแสฟ้าผ่าที่ไหลลงสู่ดินก็อาจเป็นอันตรายต่อสิ่งที่มีชีวิตที่อยู่ในบริเวณนั้นอันเนื่องมาจากแรงดันช่วงก้าว และแรงดันสัมผัสได้

แม้จะทราบว่าฟ้าผ่านั้นทำให้เกิดความพินาศเสียหาย และเป็นอันตรายต่อสิ่งมีชีวิต แต่มนุษย์ก็ไม่อาจห้ามการเกิดฟ้าผ่าได้ ในทางปฏิบัติจะทำได้ก็เพียงป้องกันมิให้เกิดอันตรายอันเนื่องจากผลของฟ้าผ่าโดยสร้างระบบป้องกันตามมาตรฐาน แต่การออกแบบระบบป้องกันอันตรายจากฟ้าผ่าให้มีประสิทธิผลและประสิทธิภาพนั้น จำเป็นต้องทราบและมีความเข้าใจดีเกี่ยวกับกระบวนการเกิดฟ้าผ่า ลักษณะสมบัติและพฤติกรรมของฟ้าผ่า ซึ่งจะเป็นข้อมูลขั้นพื้นฐานสำคัญที่จะช่วยให้สามารถป้องกันได้เหมาะสมและมีความปลอดภัย

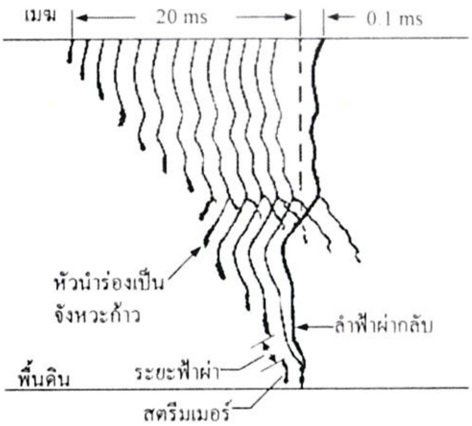
2.2 กระบวนการเกิดฟ้าผ่า [1]

โดยทั่วไปฟ้าผ่าจะเริ่มต้นในก้อนเมฆที่มีประจุสะสม ระดับสูง 1.5-10 กิโลเมตรเหนือพื้นโลก ซึ่งมีการกระจายของประจุ โดยที่ฐานของก้อนเมฆจะเป็นประจุลบและส่วนบนของก้อนเมฆเป็นประจุบวก ดังรูปที่ 2.2 จุดเริ่มต้นของการเกิดฟ้าผ่า ส่วนใหญ่จะเกิดขึ้นที่กลุ่มประจุลบ คือ ที่ฐานของก้อนเมฆเพราะอยู่ใกล้พื้นโลก เมื่อความเครียดสนามไฟฟ้ามีค่าถึงจุดวิกฤติ E_c ในก้อนเมฆประมาณ 10 kV/cm (ในบรรยากาศที่ระดับพื้นโลก E_c มีค่าประมาณ 30 kV/cm) ก็จะเกิดไอออไนเซชั่นตามหลักการเกิดดีสชาร์จในก๊าซ



รูปที่ 2.2 การกระจายของประจุในก้อนเมฆ cumulonimbus [1]

การเกิดไอออไนเซชั่นของอากาศจะเกิดเป็นลีดเดอร์ (Leader) หรือหัวนำร่องมีทิศทางลงสู่พื้นโลกในลักษณะจังหวะก้าว (Stepped leader) แบบสุ่มดังภาพสเก็ตในรูปที่ 2.3 มีช่วงก้าวตั้งแต่ 3-200 เมตร เฉลี่ยช่วงก้าวประมาณ 50 เมตร ในทิศทางที่แตกตัวง่ายที่สุด ความเร็ว 10-100 km/s แต่ละจังหวะที่ก้าวจะหยุดพักราว 10-50 μs ก่อนที่จะกระโดดก้าวต่อไป



รูปที่ 2.3 ภาพสเก็ตการขยายตัวของหัวนำร่อง [1]

เมื่อหัวนำร่องเข้ามาใกล้พื้นโลก จะทำให้เกิดประจุเหนี่ยวนำที่พื้นโลกที่ยอดแหลมของอาคาร สิ่งปลูกสร้าง ต้นไม้ เป็นต้น เกิดไอออไนซ์เป็นสตรีมเมอร์ซึ่งมีความยาวประมาณ 1-100 เมตร หรือโดยเฉลี่ยแล้วมีความยาวประมาณ 50 เมตร วิ่งเข้าหาหัวนำร่องจนมาพบกันจะเกิดเป็นลำฟ้าผ่า (Main stoke) มีแสงจ้าจากพื้นโลกวิ่งไปหาก้อนเมฆด้วยความเร็วมากกว่า 50×10^3 km/s ตามแนวที่หัวนำร่องกรุยทางลงมา โดยการเคลื่อนที่ของประจุในลำฟ้าผ่านั้นก็คือกระแสฟ้าผ่านั่นเอง

ระยะสุดท้ายที่หัวนำร่องกระโดดเข้าหาสตรีมเมอร์ เรียกว่า ระยะฟ้าผ่า (Striking distance) มีระยะเฉลี่ยประมาณ 50 เมตร

2.3 คุณลักษณะของฟ้าผ่า [1]

2.3.1 ฟ้าผ่าลงหรือฟ้าผ่าขึ้น

ปรากฏการณ์ที่ประจุในก้อนเมฆดิสชาร์จลงสู่พื้นโลกตามกระบวนการที่กล่าวข้างต้น เรียกว่า ฟ้าผ่าลง การเกิดฟ้าผ่ามีกระบวนการเป็นไปในช่วงระยะเวลาอันสั้นและรวดเร็ว ไม่อาจสังเกตเห็นขั้นตอนได้ แต่สามารถสังเกตดูจากลำแสงฟ้าผ่า ถ้าเป็นฟ้าผ่าลงจะมีลักษณะเป็นแขนงแตกจากลำฟ้าผ่ากระจายลงสู่พื้นโลก มีลักษณะคล้ายรากต้นไม้ดังรูปที่ 2.4 a) ทั้งนี้เนื่องจากหัวนำร่องกรุยทางลงมานั้นลงมาหลายทาง แล้วแต่ว่าทางใดจะขยายตัวได้ง่ายกว่า

a) ฟ้าผ่าลง

b) ฟ้าผ่าขึ้น

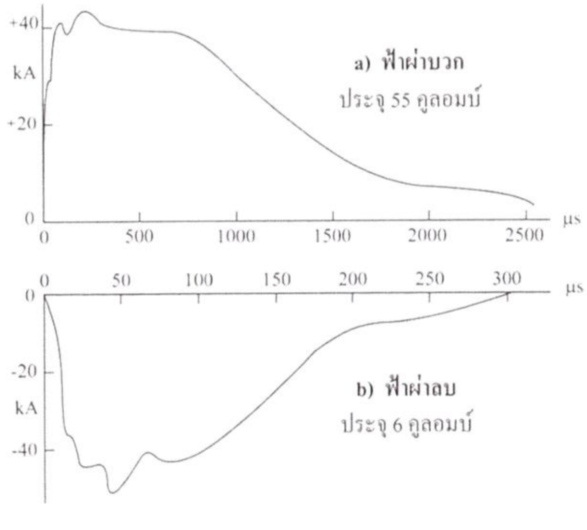
รูปที่ 2.4 ฟ้าผ่าลง – ฟ้าผ่าขึ้น

ฟ้าผ่าอาจจะเริ่มต้นจากพื้นโลกไปสู่ก้อนเมฆก็ได้ เรียกว่าฟ้าผ่าขึ้น ดังรูปที่ 2.4 b) คือ หัวนำร่องจะเริ่มก่อตัวจากวัตถุหรือสิ่งปลูกสร้างสูงๆ ในพื้นที่ราบจะเริ่มจากยอดโครงสร้างที่สูงจากพื้นดินตั้งแต่ 100 เมตรขึ้นไป เช่น ยอดเสาส่งสัญญาณทีวี หรือหอคอยสูงๆ หรือสิ่งปลูกสร้างที่อยู่บนยอดเขาสูง และมีกระบวนการคืบหน้าเป็นจังหวะก้าวของหัวนำร่อง ในทิศทางขึ้นไปสู่ก้อนเมฆทำนองเดียวกับหัวนำร่องที่เริ่มก่อตัวจากก้อนเมฆแล้ววิ่งสู่พื้นโลกของฟ้าผ่าลง จากการสังเกตจะพบว่าฟ้าผ่าขึ้นที่เกิดขึ้นมักเป็นผลสืบเนื่องจากการเกิดฟ้าผ่าลง

2.3.2 ขั้วและรูปคลื่นกระแสฟ้าผ่า

ลำฟ้าผ่าที่นำประจุลบจากก้อนเมฆสู่พื้นโลกเรียกว่า "ฟ้าผ่าลบ" ถ้าลำฟ้าผ่านำประจุบวกลงมาเรียกว่า "ฟ้าผ่าบวก" จากข้อมูลบันทึกได้ในต่างประเทศพบว่า ประมาณ 80-85% เป็นฟ้าผ่าลบ และฟ้าผ่าลบมักเป็นฟ้าผ่าซ้ำหลายลำ ส่วนฟ้าผ่าบวกมักเป็นลำฟ้าผ่าเดี่ยว

ลักษณะรูปคลื่นกระแสฟ้าผ่าอาจกำหนดด้วยเวลาช่วงหน้าคลื่น และเวลาช่วงหางคลื่น เวลาช่วงหน้าคลื่น หมายถึง เวลาที่กระแสเพิ่มขึ้นจากศูนย์จนถึงค่ายอดของคลื่น และเวลาช่วงหางคลื่น หมายถึง เวลาตั้งแต่เริ่มต้นคลื่นจนถึงค่าที่กระแสลดลงเหลือครึ่งหนึ่งของค่ายอด ลักษณะที่สำคัญของช่วงหน้าคลื่น คือ อัตราการเพิ่มขึ้นของกระแส เรียกว่า ความชัน (di/dt) เป็นกิโลแอมป์ต่อไมโครวินาที (kA/μs) ซึ่งมีผลสำคัญที่ทำให้เกิดแรงดันเหนี่ยวนำในสายตัวนำที่มีความเหนี่ยวนำ คือ $\Delta U = L d_i/dt$ เป็นสิ่งที่จะต้องคำนึงถึงในการออกแบบระบบสายล่อฟ้า ตัวอย่างรูปคลื่นกระแสฟ้าผ่าบวกและลบดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 รูปคลื่นกระแสฟ้าผ่า [1]

2.3.3 ขนาดกระแสฟ้าผ่า

ขนาดของกระแสฟ้าผ่า หมายถึง ค่ายอดของรูปคลื่นกระแสฟ้าผ่า ขนาดกระแสฟ้าผ่าจะมีค่ามากหรือน้อยขึ้นอยู่กับปริมาณของประจุที่ดีสชาร์จ ขึ้นอยู่กับขั้วของกระแสฟ้าผ่าว่าเป็นบวกหรือลบ ขึ้นกับฟ้าผ่าขึ้นหรือฟ้าผ่าลง จากการบันทึกของ Berger พบว่ากระแสฟ้าผ่าขั้วลบมีค่าสูงถึง 90 กิโลแอมป์ และขั้วบวกมีค่าสูงถึง 270 กิโลแอมป์

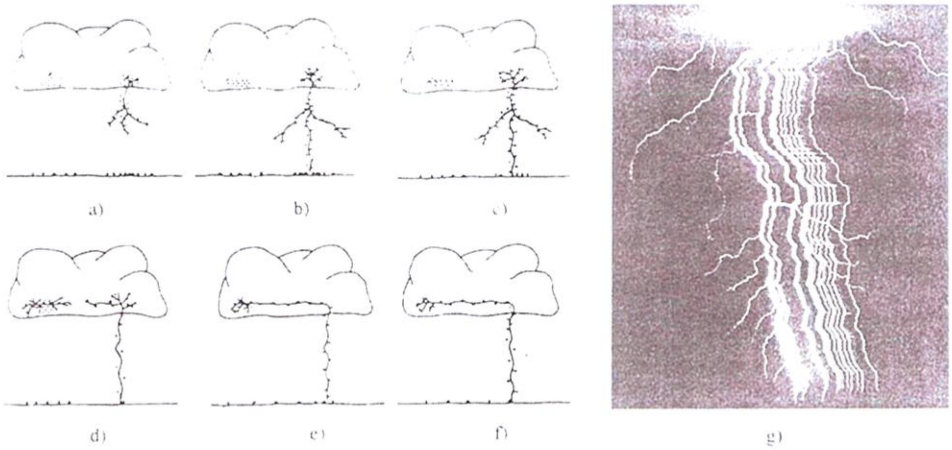
พารามิเตอร์ต่างๆ ของฟ้าผ่า คือ ค่ายอดกระแสฟ้าผ่า ประจุในลำฟ้าผ่า ช่วงเวลาหน้าคลื่นและความชันของรูปคลื่นกระแสฟ้าผ่า ที่มีความน่าจะเกิดที่ร้อยละ 95, 50 และ 5 ซึ่งเป็นผลงานบันทึกของ Berger ดังแสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ตัวอย่างค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของฟ้าผ่า [1]

จำนวนฟ้าผ่า	พารามิเตอร์	หน่วย	ความน่าจะเกิดเป็นร้อยละ		
			95	50	5
	ค่ายอดกระแสฟ้าผ่า				
99	กระแสฟ้าผ่าลบลำแรก	kA	14	30	80
137	กระแสฟ้าผ่าลบผ่าตาม	kA	4.6	12	30
28	กระแสฟ้าผ่าบวก	kA	4.6	35	250
	ประจุไฟฟ้า				
91	ประจุไฟฟ้าลบลำแรก	C	1.1	5.2	24
124	ประจุไฟฟ้าลบลำผ่าตาม	C	0.2	1.4	11
88	ประจุไฟฟ้าผ่าลบทั้งหมด	C	1.3	7.5	40
26	ประจุไฟฟ้าผ่าบวก	C	20	80	350
	ประจุไฟฟ้าอิมพัลส์				
88	ประจุไฟฟ้าอิมพัลส์ลำแรก	C	1.1	4.5	20
119	ประจุไฟฟ้าอิมพัลส์ลำผ่าตาม	C	0.22	0.95	4.0
25	ประจุไฟฟ้าอิมพัลส์บวก	C	2.0	16	150
	เวลาช่วงหน้าคลื่น				
87	ฟ้าผ่าลบลำแรก	μs	1.8	5.5	18
120	ฟ้าผ่าลบลำผ่าตาม	μs	0.22	1.1	4.5
19	ฟ้าผ่าบวก	μs	3.5	22	200
	เวลาช่วงหางคลื่น				
78	ฟ้าผ่าลบลำแรก	μs	30	75	200
104	ฟ้าผ่าลบลำผ่าตาม	μs	6.5	32	140
16	ฟ้าผ่าบวก	μs	25	230	2,000
	ความชัน (di/dt)				
90	ฟ้าผ่าลบลำแรก	kA/μs	5.5	12	32
124	ฟ้าผ่าลบลำผ่าตาม	kA/μs	12	40	120
21	ฟ้าผ่าบวก	kA/μs	0.20	2.4	32
133	ช่วงเวลาระหว่างลำฟ้าผ่าลบ	ms	7	35	150

2.3.4 ฟ้าผ่าซ้ำหลายลำ

ถ้าสังเกตดูลำฟ้าผ่าขณะที่เกิดฟ้าผ่า มักจะพบว่า มีลำฟ้าผ่าซ้ำตามแนวลำฟ้าผ่าครั้งแรกๆ ซึ่งบางทีก็มีการผ่าซ้ำหลายครั้ง ปรากฏการณ์เช่นนี้ อาจอธิบายได้ว่า ในก้อนเมฆอาจมีศูนย์กลางรวมกลุ่มของประจุหลายแห่ง เมื่อกลุ่มประจุใดมีความเครียดสนามไฟฟ้าถึงจุดวิกฤติก่อน ก็จะเกิดการดีสชาร์จลงสู่พื้นโลกเป็นลำฟ้าผ่าแรกดังที่ได้กล่าวมาแล้ว หลังจากกลุ่มประจุแรกดีสชาร์จไปหมดแล้วก็จะทำให้เกิดสตรีมเมอร์ระหว่างกลุ่มประจุในก้อนเมฆ และเกิดดีสชาร์จลงสู่พื้นโลกตามแนวลำฟ้าผ่าแรก ที่เป็นเช่นนี้เพราะว่าอากาศในแนวลำฟ้าผ่าวิ่งลงมาก่อนนั้นยังคืนสภาพฉนวนได้ไม่ทันที กล่าวคือยังมีสภาพนำไฟฟ้า เนื่องจากมีไอออนอยู่ จึงทำให้ประจุในก้อนเมฆจากกลุ่มอื่นดีสชาร์จได้ง่ายตามแนวนี้เป็น ฟ้าผ่าซ้ำ ดังรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 กระบวนการฟ้าผ่าซ้ำ [1]

2.4 ผลจากฟ้าผ่า [1]

ผลจากฟ้าผ่าที่ก่อให้เกิดความเสียหายหรือเกิดอันตรายอาจแยกออกได้เป็น 3 ประเภท คือ

1. ความร้อนเป็นผลให้เกิดเพลิงไหม้แก่สิ่งที่ถูกฟ้าผ่า
2. แรงกลบิดหรือแรงระเบิดเป็นผลให้สิ่งที่ถูกฟ้าผ่าพังทลายลงได้
3. ผลทางไฟฟ้า เกิดแรงดันเกินในระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ซึ่งเป็นผลเสียแก่อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบ เกิดคลื่นรบกวนต่อระบบสื่อสาร เกิดผลกระทบต่ออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ และเกิดแรงดันช่วงก้าวเป็นอันตรายแก่สิ่งมีชีวิต

2.4.1 ผลทางความร้อน

เมื่อเกิดฟ้าผ่าจะมีลำแสงจ้าของฟ้าผ่า ลำแกนมีเส้นผ่านศูนย์กลางเป็นเซนติเมตร และมีอุณหภูมิสูงถึง 30,000 °K อุณหภูมิสูงมากมายขนาดนี้ย่อมก่อให้เกิดเพลิงไหม้แก่วัสดุติดไฟได้ถึงแม้ว่าช่วงระยะเวลาการไหลของกระแสจะสั้นมากก็ตาม

กรณีเกิดฟ้าผ่าลงบนโลหะ มักจะมีร่องรอยของการถูกฟ้าผ่า ณ ตำแหน่งที่ผ่า ทั้งนี้เพราะกระแสฟ้าผ่า เมื่อแปลงเป็นพลังความร้อน มีค่ามากพอที่จะทำให้โลหะนั้นหลอมละลายได้ พลังงานฟ้าผ่าอาจคำนวณได้จากความสัมพันธ์

$$W = U \int_0^{\infty} i\,dt = U_{A\text{-}K}\,Q \qquad (2.1)$$

เมื่อ $U_{A\text{-}K}$ คือ แรงดันตกคร่อมแอโนด-แคโถดตรงจุดที่ฟ้าผ่ากระทบ

Q คือ ประจุฟ้าเป็นคูลอมบ์ (หรือแอมป์-วินาที)

ถ้าทราบชนิดของโลหะ ก็จะสามารถคำนวณปริมาตรของโลหะที่หลอมละลายได้ เช่น กระแสฟ้าผ่า 1 แอมป์-วินาที (= 1 คูลอมบ์) จะหลอม

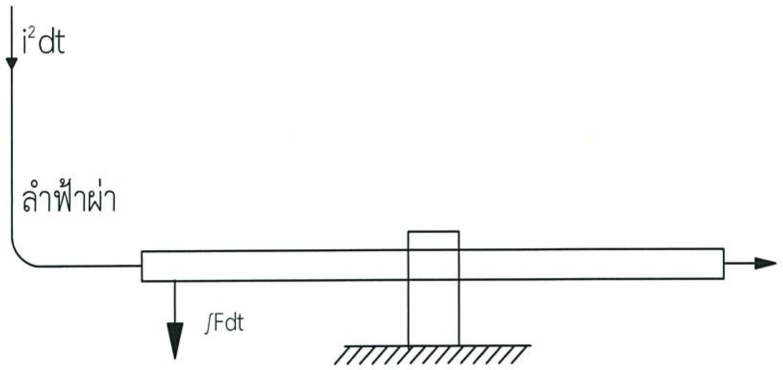
ทองแดงได้	5.4	ลูกบาศก์มิลลิเมตร
อะลูมิเนียมได้	12	ลูกบาศก์มิลลิเมตร
เหล็กได้	4.4	ลูกบาศก์มิลลิเมตร

นั่นแสดงว่า ถังโลหะแผ่นบางทั้งหลาย มีโอกาสถูกฟ้าผ่าหลอมละลายทะลุตรงจุดที่ฟ้าผ่ากระทบได้หากความหนาไม่พอหรือเป็นถังเก็บเชื้อเพลิง เช่น ถังน้ำมันก็ย่อมทำให้เกิดการระเบิดเพลิงไหม้ขึ้นได้

ด้วยเหตุผลเดียวกัน การออกแบบระบบสายล่อฟ้า ซึ่งต้องใช้เสาล่อฟ้าเป็นตัวล่อ หรือรับให้ฟ้าผ่าลง และมีสายตัวนำลงดิน (Down conductor) เป็นทางนำกระแสฟ้าผ่าให้ลงสู่ดินโดยเร็วที่สุด โดยไม่ทำให้สายตัวนำลงดินหลอมละลาย หรืออุณหภูมิเพิ่มสูงขึ้นจนเป็นเหตุให้เกิดเพลิงไหม้ นั่นคือสายตัวนำลงดินจะต้องมีพื้นที่หน้าตัดเพียงพอที่จะรับกระแสฟ้าผ่าที่เกิดขึ้นได้

2.4.2 ผลทางแรงกล

ผลของฟ้าผ่านอกจากจะเกิดความร้อนแล้ว ในขณะเดียวกันยังเกิดแรงกลระเบิดสองแบบ คือ แบบแรกเมื่อกระแสไหลผ่านตัวนำแล้ว ทำให้เกิดแรงบิดขึ้นแก่ตัวนำนั้น เป็นแรงดึงดูดหรือแรงผลัก ขนาดแรงที่เกิดขึ้นจะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับกระแสกำลังสอง (I^2) เป็นสัดส่วนกลับกับระยะห่างระหว่างสายตัวนำ (d) ทั้งสอง นั่นคือแรงที่เกิดขึ้นต่อหน่วยความยาวของตัวนำเช่นเดียวกัน กระแสฟ้าผ่าที่ไหลในตัวนำที่เป็นบ่วงหรือวงแหวนจะเกิดแรงทำให้บ่วงนั้นขยายยืดวงกว้างออก ส่วนแรงกลแบบที่สองเป็นแรงระเบิดที่เกิดขึ้นเนื่องจากลำฟ้าผ่ามีอุณหภูมิสูงมาก ทำให้อากาศรอบๆ ลำฟ้าผ่าขยายตัวออกไปรอบลำฟ้าผ่าเกิดเสียงดังสนั่นหวั่นไหวที่เรียกว่าฟ้าร้องนั่นเอง



รูปที่ 2.7 แรงกลอิมพัลส์กระทำต่อตัวนำ [1]

ในกรณีฟ้าผ่าลงบนวัสดุฉนวนไฟฟ้า กระแสฟ้าผ่าจะวิ่งไปตามแนวที่มีความต้านทานน้อยที่สุด ถ้ามีความชื้นอยู่ในวัสดุนั้น น้ำหรือความชื้นจะเปลี่ยนเป็นไอเกิดความดัน ซึ่งอาจทำให้เกิดการระเบิดขึ้นได้ เช่น ฟ้าผ่าลงบนยอดปล่องไฟซึ่งไม่มีสายล่อฟ้าที่ถูกต้อง ความชื้นที่ปล่องไฟทำให้เกิดระเบิดแตกร้าวได้

2.4.3 ผลทางไฟฟ้า

ผลทางไฟฟ้าจากฟ้าผ่ามีหลายลักษณะ คือ

ก. การรบกวนแม่เหล็กไฟฟ้า (Electromagnetic Interference,EMI)

ผลทางไฟฟ้าจากฟ้าผ่า ประการแรกก็คือ เกิดคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าแผ่กระจายออกไปรบกวนระบบสื่อสาร ก่อให้เกิดความเสียหายแก่อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่มีความไวต่อสนามแม่เหล็กไฟฟ้า และทำให้เกิดแรงดันเหนี่ยวนำจากสนามแม่เหล็กไฟฟ้าขึ้นในตัวนำ นอกจากนั้นแล้วหากแรงดันเหนี่ยวนำสูงพอก็อาจทำให้เกิดการสปาร์กได้

ข. แรงดันสปาร์กด้านข้าง

ถ้ากระแสฟ้าผ่ากระแสไหลผ่านตัวนำที่มีความเหนี่ยวนำ (L) และมีความต้านทานของดิน (R_e) จะทำให้เกิดแรงดันตกคร่อมความเหนี่ยวนำ และความต้านทานของดิน

ค. แรงดันเกินบนสายส่งจ่าย

ถ้าเกิดฟ้าผ่าลงบนสายส่งกำลังไฟฟ้าโดยตรง ย่อมทำให้เกิดแรงดันเกินขึ้นบนสายส่งคือ ลำฟ้าผ่าเปรียบเสมือนเป็นต้นกำเนิดของตัวจ่ายกระแส เมื่อมีกระแสฟ้าผ่าวิ่งลงบนสายส่ง ซึ่งมีค่าเสิร์จอิมพีแด้นซ์ (Z_w) จะเกิดแรงดันสูงเป็นคลื่นจรวิ่งไปบนสายส่งทั้งสองทางของจุดที่ผ่าลง ซึ่งเมื่อแรงดันสูงที่เกิดขึ้นนั้นวิ่งไปถึงจุดที่มีอุปกรณ์ไฟฟ้าต่ออยู่ เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า อาจทำให้เกิดความเสียหายแก่อุปกรณ์เหล่านั้นได้

สายดินที่ขึงอยู่เหนือสายส่งกำลังทำหน้าที่เป็นสายล่อฟ้าป้องกันมิให้เกิดฟ้าผ่าลงบนสายส่งกำลังโดยตรง เมื่อเกิดฟ้าผ่าลงบนสายดิน ถ้าหากตัวนำลงดินหรือเสาไฟฟ้ามีค่าความเหนี่ยวนำค่าความต้านทานของรากสายดินมีค่าสูง ย่อมทำให้เกิดแรงดันเกิน และหากค่าของแรงดันนั้นสูงมากพอที่จะทำให้เกิดวาบไฟตามผิวบนพวงลูกถ้วยฉนวนที่ใช้ยึดหรือรองรับสายไฟได้ เรียกว่า เกิดวาบไฟตามผิวย้อนกลับ (Back flashover) เกิดเป็นแรงดันอิมพัลส์หน้าคลื่นชัน อาจทำให้เกิดการเจาะทะลุ

บนลูกถ้วยฉนวน เกิดลัดวงจรลงดิน หรืออาจทำให้เกิดความผิดพร่องขึ้นในระบบ อันเป็นสิ่งที่ทำให้เกิดผลกระทบต่อเสถียรภาพ และความเชื่อถือได้ของระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

ง. แรงดันเกินในระบบแรงดันต่ำ

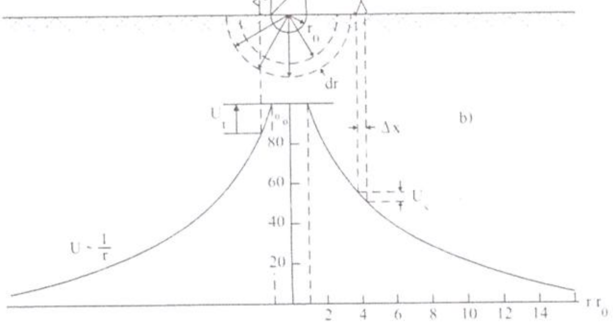
แรงดันเกินที่เกิดขึ้นอาจเกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำได้ แรงดันดังกล่าวนี้อาจจะมีค่าไม่สูงเหมือนที่เกิดในระบบสายส่งกำลังแรงสูง แต่ก็มีค่าสูงพอที่จะทำให้เกิดความเสียหายแก่อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในบ้าน ภายในอาคารสำนักงาน หรือโรงงานเพราะอุปกรณ์แรงต่ำ การฉนวนมีค่าต่ำไม่อาจจะทนแรงดันเกินที่มีค่าเป็นสิบๆ กิโลโวลต์ได้ และถ้ายิ่งเป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ เช่น คอมพิวเตอร์ ยิ่งมีความไวต่อแรงดันเกินเป็นอย่างยิ่ง ย่อมก่อให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์เหล่านี้ได้ง่าย

จ. อันตรายจากฟ้าผ่าที่เกิดแก่คนโดยตรง

โดยธรรมชาติแล้วฟ้าจะผ่าลงสิ่งที่อยู่เด่นกว่าสิ่งอื่น เช่น สิ่งก่อสร้างหรืออาคารสูง ต้นไม้สูงเด่น หรือแม้แต่กระท่อมปลายนาที่ไม่มีต้นไม้ หรือสิ่งอื่นในบริเวณใกล้เคียงที่สูงกว่า หรือคนที่ยืนในที่โล่งแจ้ง อันตรายจากฟ้าผ่าที่เกิดขึ้นแก่คนที่อยู่นอกอาคารบ้านเรือนนั้น มีโอกาสเป็นไปได้ถ้าหากไปยืนเด่นในที่กลางแจ้ง เช่น ท้องทุ่งนา สนามบริเวณกว้างปราศจากต้นไม้ ในแม่น้ำกว้างใหญ่ ในทะเล หรือในเส้นทางผ่านของกระแสฟ้าผ่าได้สะดวก เช่น ยืนพิงต้นไม้สูงเด่นที่ถูกฟ้าผ่า หรือหลบฝนอยู่โคนต้นไม้สูงเด่น หรือต้นเดียวกลางทุ่งนา ซึ่งมักจะถูกฟ้าผ่าได้ง่าย เกิดอันตรายแก่คนที่หลบใกล้โคนไม้ ทั้งนี้เนื่องจากฟ้าผ่าลงต้นไม้ กระแสฟ้าผ่าไหลลงมาตามต้นไม้ลงสู่ดินนั้น ทำให้ต้นไม้มีศักย์ไฟฟ้าสูงมากพอ จึงเกิดสปาร์กผ่านอากาศเข้าหาคนได้

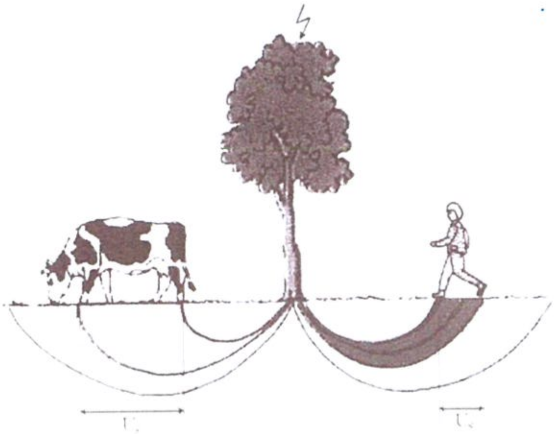
ฉ. อันตรายจากแรงดันช่วงก้าวและแรงดันสัมผัส

ผลของฟ้าผ่าที่มีอันตรายต่อคนและสัตว์ นอกเหนือจากถูกฟ้าผ่าโดยตรงแล้ว ในทางอ้อมยังอาจได้รับอันตรายจาก แรงดันช่วงก้าว และแรงดันสัมผัส อันเป็นผลมาจากกระแสฟ้าผ่าไหลลงสู่พื้นดิน ซึ่งมีความต้านทาน การออกแบบระบบรากสายดินที่ดีและถูกต้อง จะต้องคำนึงถึงการป้องกันอันตรายแรงดันช่วงก้าว และแรงดันสัมผัสสองประการนี้แก่คนและสัตว์



รูปที่ 2.8 แรงดันสัมผัสและแรงดันช่วงก้าว [1]

เมื่อมีกระแสไหลลงสู่ดิน แผ่กระจายออกไปในดิน ซึ่งมีความต้านทานจะทำให้เกิดความต่างศักย์ระหว่างสองจุดบนพื้นดิน โดยที่สองจุดนั้นมีระยะห่างเท่ากับช่วงก้าวของคนจะทำให้เกิดความต่างศักย์ระหว่างเท้าซ้ายกับเท้าขวาในขณะก้าวเดิน กรณีคนจะคิดเท่ากับ 1 เมตร หรือระหว่างเท้าหน้ากับเท้าหลังของสัตว์ เรียกว่า แรงดันช่วงก้าว ส่วนแรงดันสัมผัส หมายถึง ความต่างศักย์ระหว่างตัวนำหรือโครงสร้างที่กระแสไหลผ่านลงไปสู่รากสายดิน ที่คนมีโอกาสสัมผัสถึงกับดินที่ยืนอยู่ ดังรูปที่ 2.8 และแรงดันระหว่างระหว่างเท้าหน้ากับเท้าหลังของสัตว์ดังรูปที่ 2.9 แรงดันช่วงก้าวและแรงดันสัมผัสจะเป็นอันตรายแก่คนและสัตว์หรือไม่ ก็ขึ้นอยู่กับแรงดันช่วงก้าวหรือแรงดันสัมผัสนั้น ทำให้กระแสไหลผ่านร่างกายเกินขีดกระแสอันตรายหรือไม่



รูปที่ 2.9 แรงดันช่วงก้าว U_s (Stepped voltages) [1]

2.5 ความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการเกิดฟ้าผ่าในประเทศไทย

จากข้อมูลสำนักระบาดวิทยา กรมควบคุมโรค กระทรวงสาธารณสุข จากโรงพยาบาลเครือข่ายเฝ้าระวังการบาดเจ็บแห่งชาติ 33 แห่ง ได้ทำการเก็บข้อมูลสถิติผู้บาดเจ็บและเสียชีวิตจากฟ้าผ่า ระหว่างปี พ.ศ. 2548-2557 โดยจำแนกตามเดือน สถานที่ และภูมิภาคดังตารางที่ 2.2 ถึง 2.4 อีกทั้งจากสถิติที่ได้มา สามารถนำมาแสดงบนแผนที่ประเทศไทยได้ดังรูปที่ 2.10

ตารางที่ 2.2 จำนวนของผู้บาดเจ็บและเสียชีวิตจากฟ้าผ่าจำแนกตามเดือน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548-2557

เดือน	ความรุนแรง	ปี พ.ศ.										รวม
		2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	จำนวน
มกราคม	บาดเจ็บ	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2
	เสียชีวิต	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
กุมภาพันธ์	บาดเจ็บ	0	3	0	0	1	0	2	2	2	2	12
	เสียชีวิต	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
มีนาคม	บาดเจ็บ	0	4	5	4	5	2	2	2	5	1	30
	เสียชีวิต	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	3
เมษายน	บาดเจ็บ	4	19	11	5	5	4	9	9	9	5	80
	เสียชีวิต	1	6	3	3	2	1	4	2	3	0	25
พฤษภาคม	บาดเจ็บ	11	12	9	7	7	14	9	9	7	9	94
	เสียชีวิต	2	2	3	2	3	2	1	1	0	2	18
มิถุนายน	บาดเจ็บ	7	6	17	4	7	4	0	3	3	3	54
	เสียชีวิต	3	2	2	0	3	1	0	0	0	0	11
กรกฎาคม	บาดเจ็บ	2	0	3	4	2	8	3	3	1	1	27
	เสียชีวิต	1	0	1	1	1	2	1	0	0	1	8
สิงหาคม	บาดเจ็บ	4	1	1	3	5	4	0	2	2	2	24
	เสียชีวิต	0	0	1	0	1	0	0	2	0	0	4
กันยายน	บาดเจ็บ	7	3	6	4	2	6	1	1	2	1	33
	เสียชีวิต	1	1	1	0	1	3	1	0	0	1	9
ตุลาคม	บาดเจ็บ	1	2	1	2	2	0	1	1	3	1	14
	เสียชีวิต	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	3
พฤศจิกายน	บาดเจ็บ	1	0	2	1	2	0	1	1	3	2	13
	เสียชีวิต	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
ธันวาคม	บาดเจ็บ	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	4
	เสียชีวิต	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ 2.3 จำนวนของผู้บาดเจ็บและเสียชีวิตจากฟ้าผ่าจำแนกตามสถานที่เกิดเหตุ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548-2557

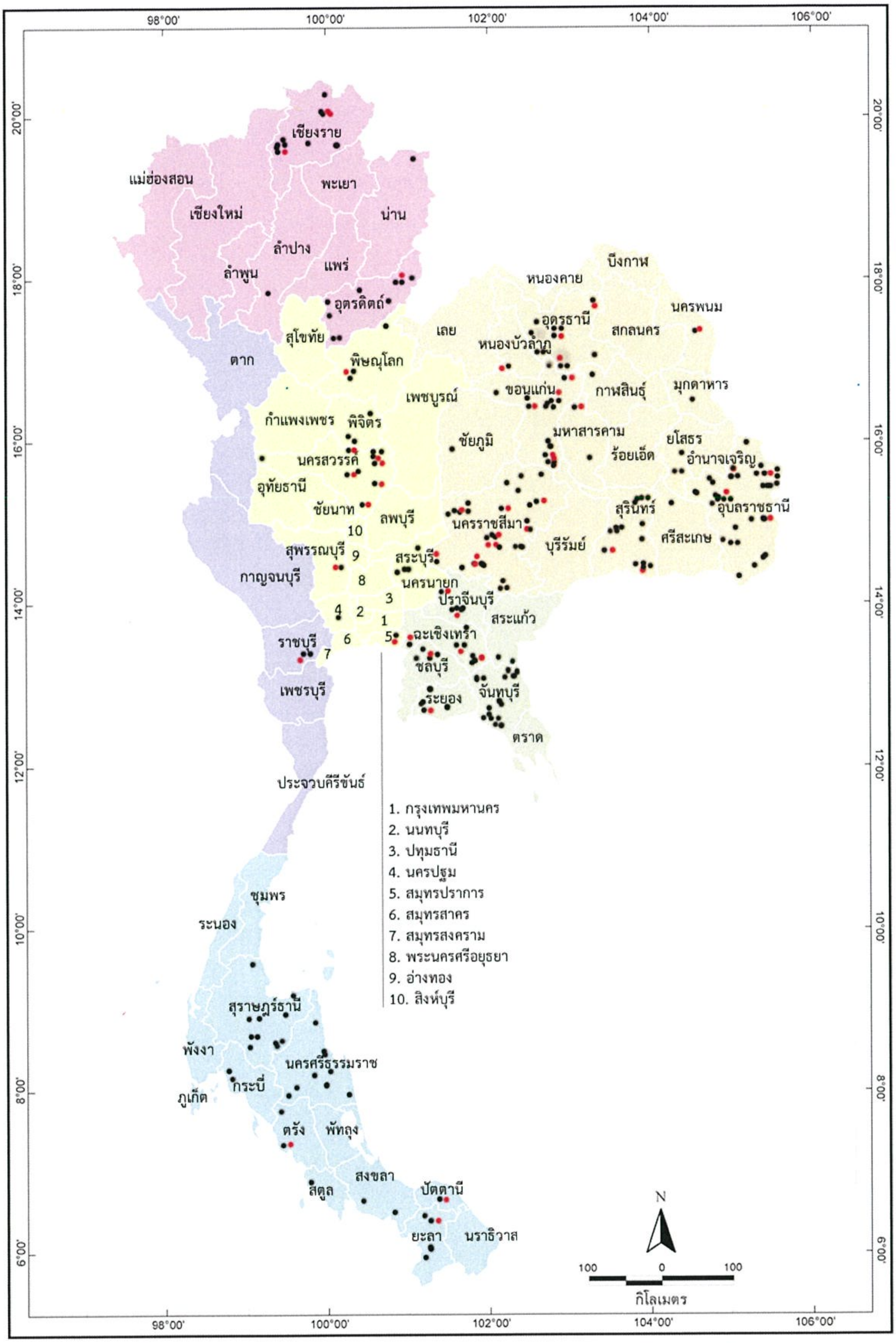
สถานที่	ความรุนแรง	ปี พ.ศ.										รวม
		2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	จำนวน
1*	บาดเจ็บ	7	18	16	4	8	11	2	2	6	6	80
	เสียชีวิต	2	9	1	1	2	3	0	0	1	0	19
2*	บาดเจ็บ	0	1	0	0	0	2	2	2	0	0	7
	เสียชีวิต	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3*	บาดเจ็บ	0	1	1	0	3	2	2	2	2	2	15
	เสียชีวิต	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	2
4*	บาดเจ็บ	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	3
	เสียชีวิต	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
5*	บาดเจ็บ	2	1	3	1	1	1	1	1	2	5	18
	เสียชีวิต	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2
6*	บาดเจ็บ	0	0	1	0	0	0	1	1	1	0	4
	เสียชีวิต	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7*	บาดเจ็บ	0	2	0	1	0	0	2	2	2	2	11
	เสียชีวิต	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
8*	บาดเจ็บ	23	17	25	24	19	19	19	12	11	11	180
	เสียชีวิต	3	4	9	4	7	4	4	5	2	4	46
9*	บาดเจ็บ	0	8	3	1	4	2	2	5	3	3	31
	เสียชีวิต	0	0	0	0	2	0	1	1	0	0	4
N*	บาดเจ็บ	5	2	6	3	3	5	6	5	5	4	44
	เสียชีวิต	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

*จุดเกิดเหตุ 1) บ้าน/บริเวณบ้าน 2) หอพัก เรือนจำ ที่เลี้ยงเด็ก ค่ายทหาร 3) โรงพยาบาล โรงเรียน วัด 4) สนามกีฬาสาธารณะ 5) ถนนหรือทางหลวง 6) สถานที่ค้าขายสินค้าและบริการ 7) สถานที่ก่อสร้าง โรงงาน 8) นา ไร่ สวน 9) อื่นๆ N) ไม่ได้ระบุไว้

ตารางที่ 2.4 จำนวนของการบาดเจ็บจำแนกตามภาค

ภาค	ความรุนแรง	ปี พ.ศ.								รวม
		2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	จำนวน
ภาคเหนือ	บาดเจ็บ	4	3	0	5	4	4	2	2	24
	เสียชีวิต	1	1	0	1	1	0	0	0	4
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	บาดเจ็บ	27	20	21	17	12	9	17	7	130
	เสียชีวิต	5	4	9	4	4	1	1	2	30
ภาคกลาง	บาดเจ็บ	4	5	5	3	2	5	2	1	27
	เสียชีวิต	1	0	2	2	1	1	1	1	9
ภาคตะวันออก	บาดเจ็บ	10	4	7	6	3	7	8	9	54
	เสียชีวิต	2	1	0	1	2	0	1	1	8
ภาคตะวันตก	บาดเจ็บ	0	0	2	0	0	0	0	0	2
	เสียชีวิต	0	0	1	0	0	0	0	0	1
ภาคใต้	บาดเจ็บ	10	1	2	9	6	10	1	5	44
	เสียชีวิต	2	0	0	1	0	5	0	0	8

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง



รูปที่ 2.10 สถิติผู้ได้รับบาดเจ็บและเสียชีวิตจากการเกิดฟ้าผ่าในประเทศไทย
ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2550-2557

143915

2.6 กังหันลมผลิตไฟฟ้า

พลังงานลมเป็นพลังงานจากธรรมชาติที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ เนื่องจากพลังงานลมมีอยู่โดยทั่วไป ไม่ต้องซื้อ เป็นพลังงานที่สะอาดไม่ก่อให้เกิดอันตรายต่อสภาพแวดล้อม และสามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้อย่างไม่รู้จักหมดสิ้น ในปัจจุบันมนุษย์จึงได้ให้ความสำคัญและนำมาใช้ประโยชน์มากขึ้นโดยการนำมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า

กังหันลมคือ ชุดเครื่องจักรกลอย่างหนึ่งที่สามารถเปลี่ยนพลังงานจลน์จากการเคลื่อนที่ของลมให้เป็นพลังงานกล และนำพลังงานกลมาใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าได้ โดยทั่วไปแล้วกังหันลมจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ในการทำงานผลิตไฟฟ้าที่คล้ายกัน เช่น ชุดใบพัด ชุดห้องเกียร์ทดกำลัง ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และชุดเสา จะมีความแตกต่างกันตรงการวางชุดแกนหมุนใบพัด โดยชนิดของกังหันลมโดยทั่วไปนั้นจะแบ่งออกเป็น 2 ชนิดดังนี้

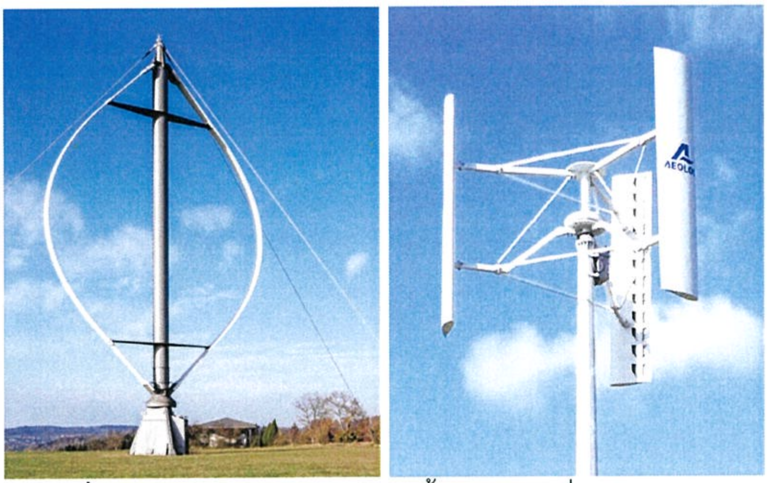
2.6.1 กังหันลมชนิดแกนหมุนแนวตั้ง (Vertical axis wind turbine: VAWT)

เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนตั้งฉากกับพื้นราบหรือตั้งฉากกับทิศทางการเคลื่อนที่ของลม โดยมีใบพัดขนานกับแกนหมุน ทำหน้าที่รับแรงลมที่เคลื่อนตัวมากระทบทำให้เกิดการหมุนของใบพัด กังหันลมชนิดนี้สามารถรับแรงลมในแนวนอนได้ทุกทิศทาง สามารถแยกได้ตามลักษณะแรงขับเคลื่อนที่เกิดจากกระแสลมได้ดังนี้

ก. ชนิดขับเคลื่อนด้วยแรงฉุด (Primarily drag-type) เช่น กังหันลม แบบใบโค้งตัวเอสหลายใบ (S multi-bladed) แบบกระดานใบจักรเรือ (Screened paddlewheel) แบบลูกถ้วย (Cupped)

รูปที่ 2.11 กังหันลมแกนหมุนแนวตั้งชนิดขับเคลื่อนด้วยแรงฉุด

ข. ชนิดขับเคลื่อนด้วยแรงยก (Primarily lift-type) เช่น กังหันลมแบบแดร์เรียส (Darrieus) แบบแนวตั้งรูปเอช (H-VAWT) แบบแนวตั้งรูปวี (V-VAWT) แบบกังหันบังกิ (Banki turbine)



รูปที่ 2.12 กังหันลมแกนหมุนแนวตั้งชนิดขับเคลื่อนด้วยแรงยก

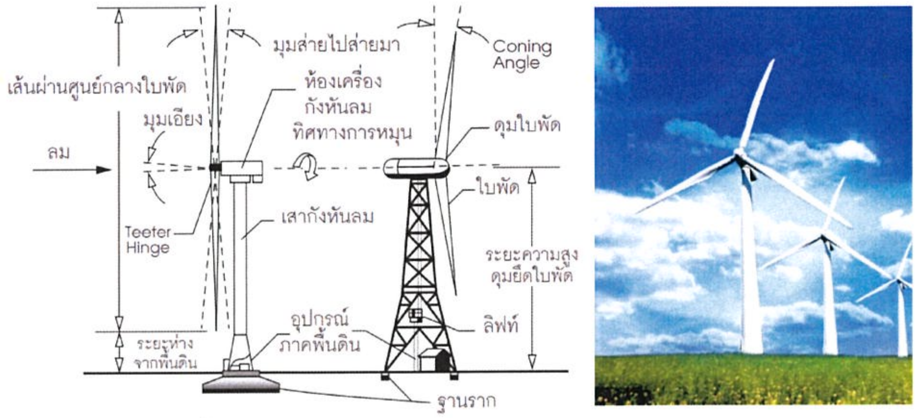
ค. ชนิดขับเคลื่อนด้วยแรงผสม (Combination) เช่น กังหันลมแบบซาโวเนียส (Savonieus) แบบซาโวเนียสแดร์เรียส (Savonieus darrieus)

รูปที่ 2.13 กังหันลมแกนหมุนแนวตั้งชนิดขับเคลื่อนด้วยแรงผสม

ปัจจุบันมีการพัฒนากังหันลมชนิดแกนหมุนแนวตั้งที่มีขนาดเล็กสำหรับใช้งาน สำหรับขนาดใหญ่นั้นไม่ได้รับการพัฒนาให้มีการใช้งานแพร่หลายและมีใช้งานน้อยมาก และไม่เป็นที่ความนิยมในเชิงพาณิชย์มีการใช้งานอยู่ประมาณร้อยละ 25 ของกังหันลมที่มีใช้งานในปัจจุบัน

2.6.2 กังหันลมชนิดแกนหมุนแนวนอน (Horizontal axis wind turbine: HAWT)

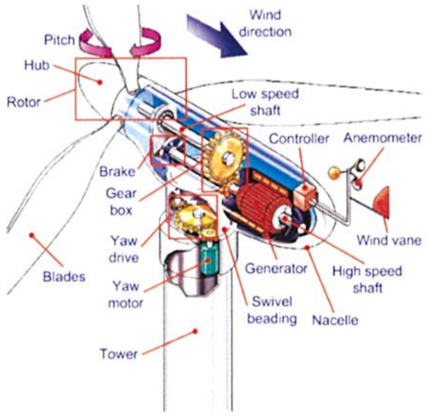
เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนขนานกับพื้นราบหรือขนานกับทิศทางการเคลื่อนที่ของลม โดยมีใบพัดตั้งฉากกับแกนหมุนทำหน้าที่รับแรงลมที่เคลื่อนตัวมากระทบทำให้เกิดการหมุนของใบพัด อาทิ กังหันลม แบบใบเดี่ยว (Single blade) แบบใบคู่ (Double blade) แบบสามใบ (Three blade) แบบหลายใบ (Multi blade) แบบใบพัดหลายชุด (Muiti rotor) แบบอัพวินด์ (Up-wind) แบบดาวน์วินด์ (Down-wind) เป็นต้น ปัจจุบันกังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบสามใบพัดชนิดแกนหมุนแนวนอนมีการพัฒนารวดเร็วและต่อเนื่อง ได้รับความนิยมในการใช้งานและแพร่หลายในเชิงพาณิชย์ มีการใช้มากถึงร้อยละ 75 ของกังหันลมที่มีใช้งานในปัจจุบัน



รูปที่ 2.14 ลักษณะทั่วไปของกังหันลมชนิดแกนหมุนแนวนอน

2.7 ส่วนประกอบของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (ชนิดแกนหมุนแนวนอน)

องค์ประกอบที่ประกอบขึ้นเป็นกังหันลมที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ในหนึ่งชุด จะประกอบไปด้วย 4 องค์ประกอบหลักใหญ่ๆ ได้แก่ ชุดแกนหมุนใบพัด (Rotor blade) ชุดห้องเครื่อง (Nacelle) ชุดเสา (Tower) ฐานราก (Foundation) ซึ่งภายในองค์ประกอบหลักจะประกอบด้วยองค์ประกอบย่อยลงไปอีกเพื่อให้กังหันลมมีความสมบูรณ์ในการแปลงพลังงานลมเป็นพลังงานไฟฟ้า



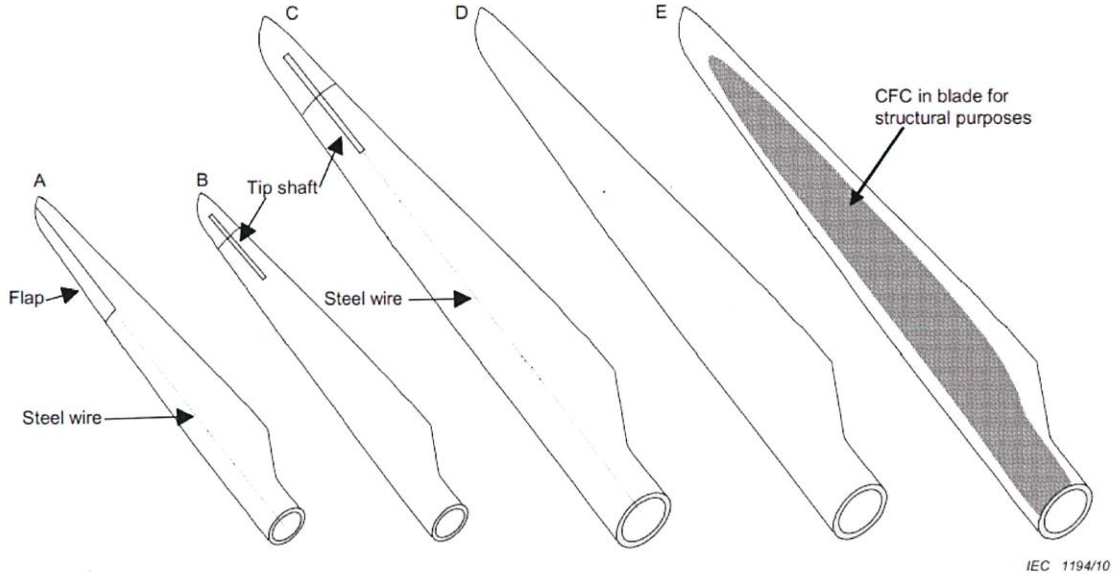
รูปที่ 2.15 ส่วนประกอบกังหันลมแกนหมุนแนวนอน

2.7.1 แกนหมุนใบพัด (Rotor blade) ทำหน้าที่รับหรือปะทะกับแรงลม ประกอบด้วยชิ้นส่วนต่างๆ ได้แก่

ก. ดุมใบพัด (Hub) ทำจากโลหะหรือไฟเบอร์กลาสอย่างดีมีรูปร่างเป็นวงรีคล้ายไข่ (Spheroid) เพื่อการลู่ลมและมองดูสวยงาม มี 2 ลักษณะ คือ ดุมใบพัดแบบง่าย มีลักษณะใบพัดกังหันลมยึดโดยตรงกับดุมใบพัดโดยใช้โบลต์ และดุมใบพัดแบบซับซ้อน มีลักษณะใบพัดกังหันลมยึดกับชุดปรับมุมใบพัด เพื่อปรับมุมใบพัดให้เหมาะสมกับความเร็วลมต่างๆ เพื่อควบคุมความเร็วรอบของการหมุนและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ และชุดปรับมุมใบพัดก็จะยึดกับดุมใบพัดด้วยโบลต์ซึ่งต่อกับเพลาของโรเตอร์ซึ่งเชื่อมต่อกับกล่องเกียร์หรือต่อโดยตรงกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ข. ใบพัด (Blade) ทำหน้าที่รับพลังงานจลน์ (Kinetic energy) จากการเคลื่อนที่ของลมและหมุนแกนหมุนเพื่อส่งถ่ายกำลังไปยังเพลาแกนหมุนหลัก (Main shaft) มีรูปทรงคล้ายกับปีกของ

เครื่องบิน ถูกออกแบบโดยใช้หลักการทางพลศาสตร์ของอากาศ ทำจากวัสดุต่างๆ ได้แก่ วัสดุเสริมแรงกลาสไฟเบอร์ (GFRP) ไม้ (Wood) ไม้ลามิเนต (Wood laminate) หรือวัสดุเสริมแรงคาร์บอนไฟเบอร์ (CFRP) เพื่อให้มีน้ำหนักเบาพอเหมาะ และเหนียวทนทานรับกับแรงลมได้ดีใบพัดมีหลายประเภท ขึ้นอยู่กับการควบคุมกลไกการเบรก การใช้ฉนวน และวัสดุตัวนำ จาก IEC 61400-24 ได้ระบุประเภทของใบพัดออกเป็น 5 ประเภท ดังต่อไปนี้



รูปที่ 2.16 ประเภทของใบพัดกังหันลม

ประเภท A ใบพัดชนิดที่มี flap อยู่บริเวณขอบของใบพัดใช้สำหรับหยุดการหมุน โดยใบพัดชนิดนี้ใช้กับกังหันลมรุ่นเก่าขนาดใหญ่สุดที่ 100 กิโลวัตต์

ประเภท B ใบพัดที่ใช้ทิปเบรกเพื่อหยุดการหมุน ใบพัดชนิดนี้ใช้กับกังหันลมรุ่นเก่าขนาดใหญ่สุดที่ 100 กิโลวัตต์

ประเภท C ใบพัดที่มีทิปเบรกที่ถูกควบคุมโดยลวดเหล็ก ซึ่งลวดเหล็กต้องมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางไม่ต่ำกว่า 10 มิลลิเมตร หรือ 12 มิลลิเมตรสำหรับใบพัดที่ยาวกว่า 17 เมตร

ประเภท D ใบพัดที่ทำมาจากวัสดุที่ไม่เป็นตัวนำ

ประเภท E ใบพัดที่มีบางส่วนทำจากวัสดุเสริมแรงคาร์บอนไฟเบอร์ (CFC) เนื่องจากมีคุณสมบัติทางกลเหมาะสม วัสดุเสริมแรงคาร์บอนไฟเบอร์สามารถใช้เสริมที่ผิวใบพัด และรับแรงของโครงสร้าง

ค. ชุดควบคุมการปรับมุมใบพัด (Pitch control) ทำหน้าที่ปรับมุมใบพัดกังหันลมให้หมุนเข้าหาลมเมื่อเริ่มรับแรงลม หรือหมุนห่างจากลมเพื่อลดพลังงานที่ได้รับจากลมเมื่อแรงลมเกินพิกัด และควบคุมการผลิตพลังงานให้คงที่เท่ากับพิกัด

2.7.2 ห้องเครื่อง (Nacelle) เป็นส่วนสำคัญของกันหันลม ถูกออกแบบให้มีความเหมาะสมเพื่อเป็นตัวป้องกันสภาพอากาศภายนอก เช่น ฝน หิมะ ให้กับอุปกรณ์ที่อยู่ภายใน องค์ประกอบย่อยที่ติดตั้งอยู่ภายในอธิบายได้ดังต่อไปนี้

ก. เพลาแกนหมุนหลัก (Main shaft) ทำหน้าที่รับแรงจากแกนหมุนใบพัด (Rotor blade) และส่งผ่านเข้าสู่ห้องปรับเปลี่ยนทดรอบกำลัง (Gear box)

ข. ห้องทดรอบกำลัง (Gear box) กล่องและเฟืองทดรอบขนาดต่างๆ ทำหน้าที่เป็นตัวควบคุมปรับเปลี่ยนทดรอบการหมุนและถ่ายแรงของเพลาแกนหมุนหลัก (Main shaft) ที่มีความเร็วรอบต่ำ ไปยังเพลาแกนหมุนเล็ก (Small shaft) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อให้มีความเร็วรอบที่สูงขึ้นและมีความเร็วสม่ำเสมอในการหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)

ค. เบรก (Brake) ใช้ควบคุมการหยุดหมุนของใบพัดและเพลาแกนหมุนของกังหันลม เมื่อต้องการใช้กังหันลมหยุดหมุนทำงาน และในระหว่างการซ่อมบำรุงรักษา

ง. เพลาแกนหมุนเล็ก (Small shaft) ทำหน้าที่รับแรงที่มีความเร็วรอบสูงจากห้องทดรอบกำลัง (Gear Box) เพื่อไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)

จ. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ทำหน้าที่แปลงพลังงานกลที่ได้รับเป็นพลังงานไฟฟ้า มีใช้ 2 ประเภท คือ Synchronous generator ซึ่งเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่หมุนด้วยความเร็วคงที่คือความเร็ว Synchronous speed (50 Hz) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีความถี่และแรงดันไฟฟ้าเท่ากับความถี่และแรงดันไฟฟ้าของระบบสายส่ง และ Induction generator เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีโครงสร้างเหมือนกับ Induction Motor โดยป้อนไฟฟ้ากระแสสลับเข้าที่ชุดสเตเตอร์ ทำให้เกิดฟลักซ์เป็นขั้วแม่เหล็กหมุนตามสภาวะกระแสสลับ จะไปเหนี่ยวนำยังแกนโรเตอร์ให้หมุนตามในตอนเริ่มต้นและเมื่อมีแรงมาขับโรเตอร์ให้หมุนเกินกว่า Synchronous speed จะเกิดการเหนี่ยวนำย้อนกลับ ทำให้เกิดกระแสไหลออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายย้อนกลับเข้าระบบสายส่ง

ฉ. ระบบควบคุม (Controller system) เป็นระบบควบคุมการทำงานและการจ่ายกระแสไฟฟ้าออกสู่ระบบซึ่งใช้การควบคุมการทำงานด้วยระบบคอมพิวเตอร์

ช. เครื่องวัดความเร็วและทิศทางลม (Anemometer and wind vane) เป็นส่วนเดียวที่ติดตั้งอยู่ภายนอกห้องเครื่อง ได้รับการเชื่อมต่อสายสัญญาณเข้าสู่ระบบคอมพิวเตอร์เพื่อเป็นตัววัดและชี้ถึงปริมาณความเร็วและทิศทางลม เพื่อคอมพิวเตอร์จะได้ควบคุมกลไกการทำงานของส่วนอื่นๆ ของกังหันลม เช่น การหมุนของแกนคอหมุนเพื่อรับแรงลมตามทิศทางลมที่พัดมาได้อย่างถูกต้อง

2.7.3 เสา (Tower) เป็นตัวแบกรับส่วนที่เป็นชุดแกนหมุนใบพัด (Rotor blade) และตัวห้องเครื่อง (Nacelle) ที่อยู่ข้างบน ในปัจจุบันมีใช้งาน 2 แบบ ได้แก่ แบบเสากลมกลวง (Tubular) ที่ทำจากเหล็กที่ได้มาตรฐานตามเกณฑ์กำหนด (Modular steel tower) และแบบเสาโครงถัก (Lattice) ทำจากเหล็กผสมกาลวาไนซ์ (Hot-dip galvanized) ป้องกันสนิมด้วยระบบฉีดทรายขัดสนิม (Sand blasting) และเคลือบด้วยสี Epoxy ซึ่งทั้งสองแบบจะต้องมีการออกแบบในเชิงวิศวกรรมมาเป็นอย่างดีในการรับน้ำหนักและแรงปะทะของลม ซึ่งในปัจจุบันนั้นนิยมใช้เป็นแบบเสากลมกลวงมากกว่าแบบเสาโครงถัก เนื่องจากการมองเห็นมีผลต่อสิ่งแวดล้อมด้านภูมิทัศน์ ความสูงของเสามีความแตกต่างกันขึ้นอยู่กับระยะความสูงในการรับแรงลม ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางใบพัดและขนาดของกังหันลม องค์ประกอบย่อยที่ติดตั้งอยู่ภายในเสา มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ก. แกนคอหมุนรับทิศทางลม (Yaw drive) เป็นตัวขับเคลื่อนหมุนแกนหมุนใบพัด เพื่อให้ใบพัดรับแรงลมตามทิศทางการเคลื่อนที่ของลม ควบคุมการหมุนโดยระบบอิเล็กโทรนิกส์ที่เชื่อมต่อกับหางเสือรับทิศทางลมที่อยู่ด้านบนของห้องเครื่อง

ข. ระบบควบคุมการหมุน (Yaw motor) เป็นตัวบังคับและควบคุมกลไกการขับเคลื่อนหมุนเพื่อให้ใบพัดรับแรงลมตามทิศทางการเคลื่อนที่ของลม ชะลอการหมุน และหยุดหมุนของใบพัด

ค. บันไดหรือลิฟต์ (Stair or lift) มีอยู่ภายในต้นเสาเพื่อใช้ในการขึ้นลงสำหรับการตรวจหรือซ่อมบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่อยู่ด้านบนเสา

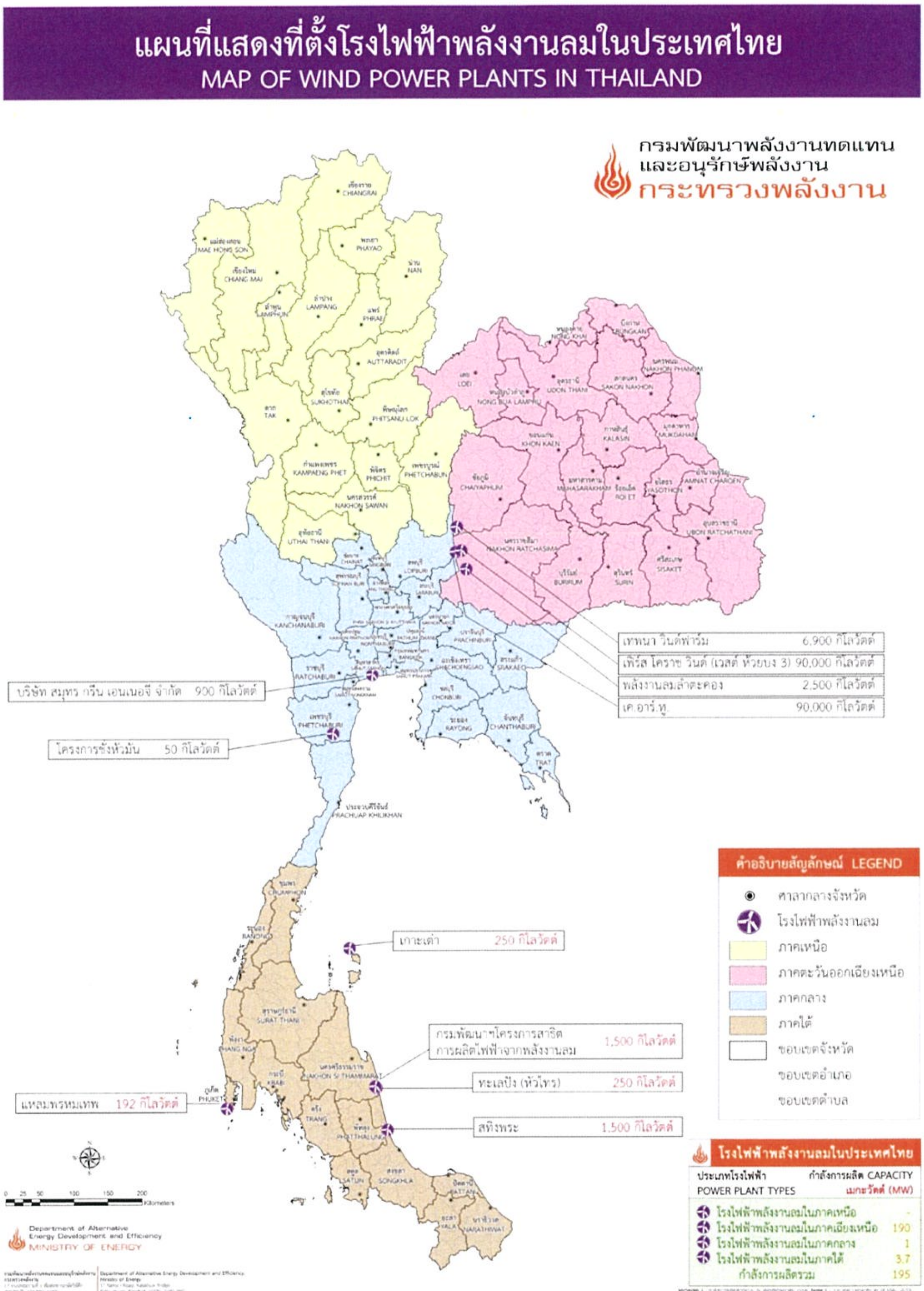
2.7.4 ฐานราก (Foundation) เป็นส่วนที่รับน้ำหนักทั้งหมดของชุดกังหันลมทำเป็นฐานคอนกรีตเสริมเหล็กตั้งอยู่บนเสาเข็มที่ได้รับการคำนวณออกแบบ และทำการก่อสร้างอย่างถูกวิธีตามหลักวิศวกรรมโยธา

2.8 กังหันลมในประเทศไทย

จากข้อมูลกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน พบว่าปัจจุบันประเทศไทยมีโรงไฟฟ้าพลังงานลมทั้งหมด 11 แห่ง ดังต่อไปนี้

1. เทพนา วินด์ฟาร์ม จังหวัดชัยภูมิ กำลังการผลิต 6,900 กิโลวัตต์
2. เฟิร์ส โคราช วินด์ (เวสต์ห้วยบง 3) จังหวัดนครราชสีมา กำลังการผลิต 90,000 กิโลวัตต์
3. พลังงานลมลำตะคอง จังหวัดนครราชสีมา กำลังการผลิต 2,500 กิโลวัตต์
4. เค.อาร์.ทู. จังหวัดนครราชสีมา กำลังการผลิต 90,000 กิโลวัตต์
5. บริษัท สมุทร กรีย เอนเนอจี จำกัด จังหวัดสมุทรสาคร กำลังการผลิต 900 กิโลวัตต์
6. โครงการชั่งหัวมัน จังหวัดเพชรบุรี กำลังการผลิต 50 กิโลวัตต์
7. เกาะเต่า จังหวัดชุมพร กำลังการผลิต 250 กิโลวัตต์
8. กรมพัฒนาฯโครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม จังหวัดนครศรีธรรมราช กำลังการผลิต 1,500 กิโลวัตต์
9. ทะเลปัง (หัวไทร) จังหวัดนครศรีธรรมราช กำลังการผลิต 250 กิโลวัตต์
10. แหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต กำลังการผลิต 192 กิโลวัตต์
11. สทิงพระ จังหวัดพัทลุง กำลังการผลิต 1,500 กิโลวัตต์

ข้อมูลเป็นของเดือน พฤษภาคม ปี 2558



รูปที่ 2.17 แผนที่แสดงที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย

2.9 ระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม

2.9.1 ระบบป้องกันฟ้าผ่าภายนอก

ในการออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่านั้นผู้ออกแบบควรคำนึงถึงเรื่องของอุณหภูมิและผลจากการระเบิดซึ่งเกิดจากการถูกฟ้าผ่า การออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่ามี 2 แบบ ได้แก่ แบบแยกอิสระและแบบไม่แยกอิสระ การป้องกันฟ้าผ่าแบบอิสระถูกเลือกใช้เมื่อโครงสร้างเป็นวัสดุติดไฟ หรือมีความเสี่ยงของการระเบิด ในส่วนของแบบไม่อิสระจะถูกติดตั้งในที่ที่ไม่มีความเสียหายดังที่ได้กล่าวมา

วิธีการป้องกันฟ้าผ่าภายนอกมีด้วยกัน 3 ส่วน ได้แก่ ระบบตัวนำล่อฟ้า ระบบตัวนำลงดิน และระบบรากสายดิน เพื่อความมั่นใจของผลที่เกิดขึ้นจากกระแสฟ้าผ่า การออกแบบและการเลือกองค์ประกอบที่ถูกต้องจะช่วยลดผลจากความเสียหายเบื้องต้นได้

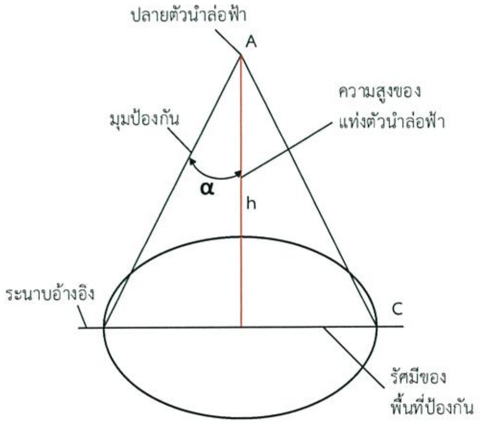
ก. ระบบตัวนำล่อฟ้า (Air termination system)

บทบาทของระบบตัวนำล่อฟ้า คือ การจับกระแสฟ้าผ่า และลดความอันตรายไปยังพื้นดินผ่านระบบตัวนำลงดินและระบบรากสายดิน จึงจำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องออกแบบระบบตัวนำล่อฟ้าให้ถูกต้อง ระบบตัวนำล่อฟ้าอาจเกิดจากการติดตั้งตัวนำเพียงอย่างใดอย่างหนึ่ง หรือเกิดจากการติดตั้งตัวนำหลายๆ แบบรวมกัน ดังต่อไปนี้

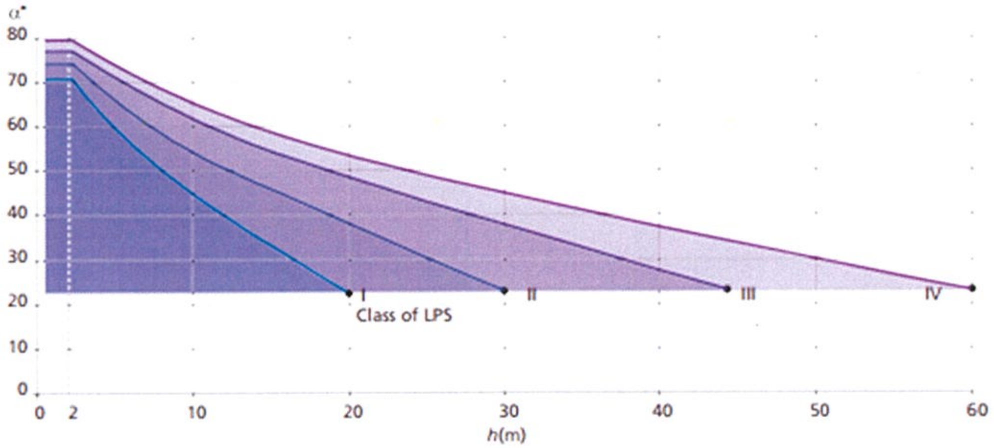
1. แท่งตัวนำ อาจติดตั้งแบบเดียวหรือติดตั้งแล้วทำการเชื่อมต่อกันเป็นตาข่ายบนหลังคา
2. สายตัวนำขึง ติดตั้งเพื่อสนับสนุนแท่งตัวนำหรือติดตั้งแล้วทำการเชื่อมต่อกันเป็นตาข่ายบนหลังคา
3. ตัวนำแบบตาข่าย การวางบนหน้าสัมผัสโดยตรงกับหลังคาหรือบริเวณเหนือหลังคา

องค์ประกอบตัวล่อฟ้าทุกประเภทนั้นควรติดตั้งบริเวณมุม จุดสัมผัส และขอบของโครงสร้าง โดยมีพื้นฐานวิธีการติดตั้งตัวล่อฟ้าที่แนะนำอยู่ด้วยกัน 3 วิธี ได้แก่

1. วิธีมุมป้องกัน เหมาะสำหรับรูปโครงสร้างอย่างง่าย เป็นการใช้สมการทางคณิตศาสตร์อย่างง่าย โดยมุมป้องกัน (α) คือ มุมที่ถูกสร้างขึ้นระหว่างจุด (A) ของแท่งตัวนำในแนวตั้ง และเส้นทางที่ลากลงมายังพื้นผิวที่ติดตั้งแท่งตัวนำ ดังรูปที่ 2.18 พื้นที่ป้องกันจะเกิดจากการกวาดเส้น AC ที่มุมป้องกันจะครบ 360 องศารอบแท่งล่อฟ้า ค่ามุมป้องกันจะแตกต่างกันขึ้นกับความสูงของแท่งล่อฟ้าและระดับการป้องกัน ดังรูปที่ 2.19 ถ้าหากค่าเกินจากที่กำหนดดังรูปจะไม่สามารถใช้วิธีมุมป้องกันได้ จะใช้วิธีทรงกลมกลิ้งหรือวิธีตาข่ายแทน ค่าความสูง h คือ ความสูงของตัวล่อฟ้าเหนือระนาบอ้างอิงของพื้นที่ที่ได้รับการป้องกัน

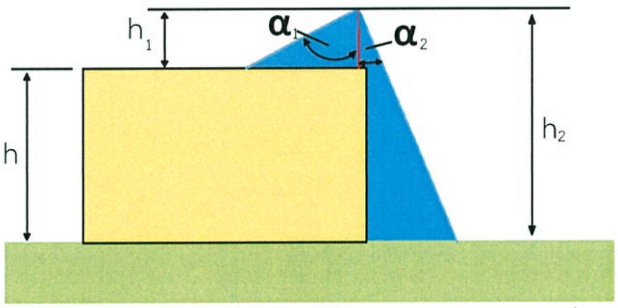


รูปที่ 2.18 วิธีมุมป้องกันสำหรับแท่งล่อฟ้าเดี่ยว



รูปที่ 2.19 การกำหนดมุมป้องกัน

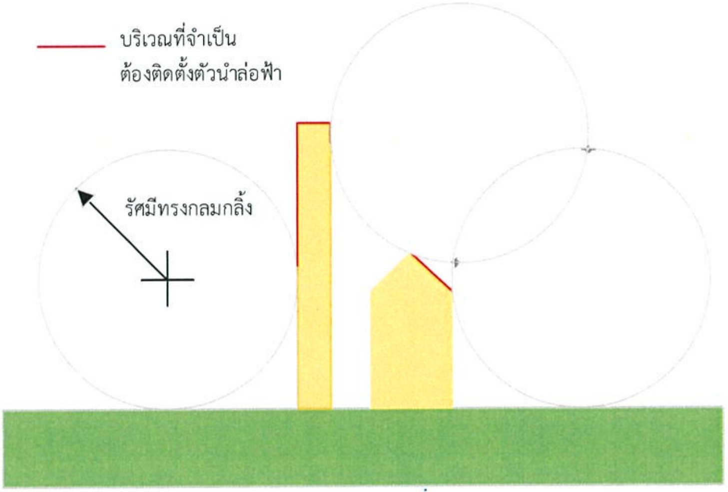
การปรับเปลี่ยนมุมป้องกันนั้นสำหรับมาตรฐานใหม่ถูกกำหนดโดยความสูงของระบบตัวล่อฟ้าเหนือพื้นที่อ้างอิง พื้นหรือระดับหลังคา ดังรูปที่ 2.20



รูปที่ 2.20 ผลของระดับความสูงของระนาบอ้างอิงที่แตกต่างกัน

2. วิธีทรงกลมกลิ้ง เหมาะสำหรับโครงสร้างทุกแบบ ใช้ระบุบริเวณป้องกันหรือพื้นที่ของสิ่งปลูกสร้างที่มีความซับซ้อน หรือไม่เหมาะที่จะใช้วิธีมุมป้องกัน ซึ่งรัศมีที่ใช้ทรงกลมกลิ้งสามารถเลือกได้ตามระดับการป้องกันที่แสดงไว้ในตารางที่ 2.5

รูปที่ 2.21 แสดงการประยุกต์ใช้งานวิธีทรงกลมกลิ้งบนและรอบสิ่งปลูกสร้างต่างๆ ทรงกลมรัศมี R จะกลิ้งบนและรอบบริเวณสิ่งปลูกสร้างจะสัมผัสกับสิ่งปลูกสร้างที่จุดใดหมายความว่าจุดนั้นต้องการตัวนำล่อฟ้าเพิ่มเติม



รูปที่ 2.21 การป้องกันฟ้าผ่าด้วยวิธีทรงกลมกลิ้ง

ตารางที่ 2.5 ระยะสูงสุดของรัศมีทรงกลมกลิ้งตามระดับการป้องกันฟ้าผ่า

ระดับการป้องกัน	รัศมีทรงกลมกลิ้ง (เมตร)
I	20
II	30
III	45
IV	60

3. วิธีตาข่าย วิธีนี้เหมาะสำหรับพื้นผิวระนาบที่ต้องการป้องกัน ถ้าเป็นไปตามเงื่อนไขดังนี้

- ตัวล่อฟ้าควรติดตั้งที่บริเวณขอบของหลังคา ยื่นออกมาจากหลังคาและแนวของหลังคาที่มีความลาดเอียงมากกว่า 1/10 (5.7 องศา)

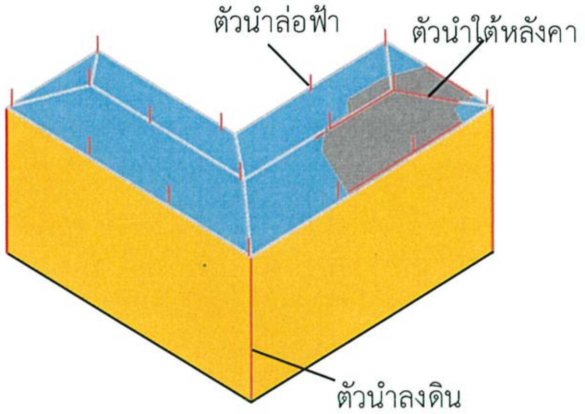
- ไม่มีการติดตั้งโลหะยื่นออกมาเหนือระบบตัวล่อฟ้า

จากผลสำรวจพบว่าผลจากความเสียหายจากฟ้าผ่าพบที่บริเวณมุมและขอบของหลังคามีความเสี่ยงที่ได้รับความเสียหาย ดังนั้นทุกโครงสร้างโดยเฉพาะอย่างยิ่งบริเวณหลังคาที่ราบ ตัวนำควรถูกติดตั้งที่บริเวณขอบนอกสุดของหลังคาเท่าที่สามารถติดตั้งได้ วิธีนี้มีการแบ่งขนาดของตัวล่อฟ้าแบบตาข่ายออกเป็น 4 ขนาดตามระดับการป้องกัน ดังตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 ระยะของตาข่ายตามระดับการป้องกันฟ้าผ่า

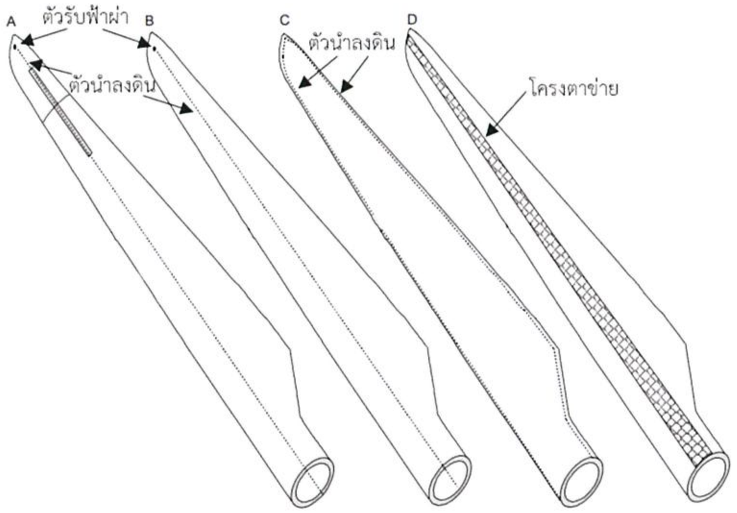
ระดับการป้องกัน	ขนาดตาข่าย (เมตร)
I	5 x 5
II	10 x 10
III	15 x 15
IV	20 x 20

มาตรฐานปัจจุบันอนุญาตให้ใช้ตัวนำติดตั้งภายใต้หลังคา แท่งล่อฟ้าแบบตั้ง หรือ แผ่นโลหะล่อฟ้า ควรถูกติดตั้งเหนือหลังคาและเชื่อมต่อกับระบบตัวนำลงดิน ตัวล่อฟ้าควรมีระยะห่างเพียงพอไม่มากกเกินกว่า 10 เมตร ถ้าแผ่นโลหะล่อฟ้าใช้เป็นทางเลือกควรติดตั้งให้ห่างกันไม่เกิน 5 เมตร



รูปที่ 2.22 ระบบการเชื่อมต่อตัวนำล่อฟ้าที่ติดตั้งภายใต้หลังคา

จาก IEC 61400-24 ระบุว่าวิธีการติดตั้งตัวนำล่อฟ้าทั้ง 3 วิธี ได้แก่ วิธีมุมป้องกัน วิธีทรงกลมกลิ้ง และวิธีตาข่าย ที่อธิบายไว้ใน IEC 62305-3 ไม่สามารถนำมาปรับใช้กับใบพัดของกังหันลมได้ ในส่วนใบพัดของกังหันลมในการออกแบบการป้องกันฟ้าผ่าตามมาตรฐาน IEC 61400-24 ได้ระบุการป้องกันฟ้าผ่าในส่วนของใบพัดไว้ 3 แบบ ได้แก่ แบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า แบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด และแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย ดังรูปที่ 2.23



รูปที่ 2.23 รูปแบบการติดตั้งตัวนำล่อฟ้าของใบพัดกังหันลม

ข. ระบบตัวนำลงดิน (Down conductor)

ตัวนำลงดินควรจะเชื่อมต่อโดยตรงจากระบบตัวนำล่อฟ้าไปยังระบบรากสายดิน ยิ่งมีจำนวนของตัวนำมากยิ่งดีต่อการแบ่งกระแสจากฟ้าผ่าระหว่างตัวนำ ควรมีเชื่อมต่อกับส่วนที่เป็นตัวนำของโครงสร้างเพื่อทำการประสานศักย์ให้มีค่าเท่ากัน

การเชื่อมต่อแนวขวางบางครั้งอาจจะหมายถึง Coronal band หรือตัวนำแบบวงแหวน อาจเกิดจากชิ้นส่วนโลหะหรือตัวนำภายนอก ปกติแล้วจะมีช่วงใช้งานที่แนะนำโดยระยะห่างของตัวนำลงดินควรเป็นไปตามระดับของระบบป้องกันฟ้าผ่า ดูในตารางที่ 2.7

ตารางที่ 2.7 ระยะห่างของตัวนำลงดินตามระดับการป้องกันฟ้าผ่า

ระดับของ LPS	ระยะปกติ (เมตร)
I	10
II	10
III	15
IV	20

ตัวนำลงดินควรมีอย่างน้อยที่สุด 2 ชุด และกระจายรอบเส้นรอบโครงสร้าง ตัวนำลงดินควรถูกติดตั้งที่แต่ละมุมของโครงสร้างจากการทดลองแสดงให้เห็นว่าเป็นส่วนที่ได้รับกระแสฟ้าผ่าบ่อยครั้ง

ค. ระบบรากสายดิน (Earth termination system)

ระบบรากสายดิน คือ สิ่งสำคัญสำหรับการกระจายตัวของกระแสฟ้าผ่าได้อย่างมีความปลอดภัยและมีประสิทธิภาพไปยังพื้นดิน ในมาตรฐานใหม่ได้แนะนำการรวมระบบรากสายดินเป็นหนึ่งเดียวสำหรับโครงสร้าง โดยเป็นการรวมระบบป้องกันฟ้าผ่า ระบบไฟฟ้ากำลังและระบบการสื่อสาร ขึ้นกับการตกลงกันของผู้ควบคุมระบบหรือผู้ที่เกี่ยวข้องกับระบบก่อนที่จะได้รับการเชื่อมต่อเข้าด้วยกัน

การต่อลงดินที่ดีควรมีลักษณะดังต่อไปนี้

1. มีค่าความต้านทานไฟฟ้าต่ำระหว่างแท่งตัวนำและพื้น ค่าความต้านทานของแท่งตัวนำยิ่งมีค่าต่ำมากกระแสฟ้าผ่าก็เลือกที่จะไหลผ่านเส้นทางที่ได้กำหนดไว้ ทำให้กระแสไหลผ่านอย่างปลอดภัยและกระจายไปยังพื้น

2. ควรต้านการกัดกร่อนได้ดี การเลือกวัสดุสำหรับแท่งตัวนำลงดินและการเชื่อมต่อ คือ สิ่งที่สำคัญเพราะมันจะถูกฝังอยู่ในดินเป็นเวลาหลายปี

มาตรฐานกำหนดให้ค่าความต้านทานของแท่งตัวนำลงดินมีค่าต่ำและเน้นให้ระบบรากดินมีค่าความต้านทานประมาณ 10 โอห์มหรือต่ำกว่านี้

การต่อลงดินมีด้วยกัน 3 แบบ

1. ชนิด A แท่งตัวนำแบบแนวตั้งหรือแนวนอนถูกเชื่อมต่อกับตัวนำลงดินติดตั้งภายนอกโครงสร้าง

2. ชนิด B แท่งตัวนำแบบวงแหวนติดตั้งพื้นที่รอบนอกโครงสร้างและหน้าสัมผัสกับดินอย่างน้อย 80% ของความยาวโดยรวม (20% ของความยาวจะเชื่อมต่อกับฐานของโครงสร้าง และไม่สัมผัสกับผิวดินโดยตรง)

3. รากสายดิน ใช้หลักการเช่นเดียวกันกับชนิด B ประกอบด้วยตัวนำที่ติดตั้งในฐานคอนกรีตของโครงสร้าง ถ้าทำการเพิ่มความยาวของตัวนำก็ต้องใช้หลักการเดียวกันกับชนิด B แท่งตัวนำแบบรากสายดินสามารถขยายด้วยการตีเหล็กเสริมแรงเป็นตาข่าย

2.9.2 ระบบป้องกันฟ้าผ่าภายใน

หลักเบื้องต้นของการป้องกันฟ้าผ่าภายใน คือ การที่มั่นใจว่าหลีกเลี่ยงความเสียหายจากประกายไฟที่เกิดขึ้นภายในโครงสร้างที่ได้รับการป้องกัน เกิดขึ้นจากการคายประจุของฟ้าผ่าเกิดกระแสฟ้าผ่าไหลในภายนอกระบบป้องกันฟ้าผ่าหรือการเหนี่ยวนำของส่วนอื่นๆ ของโครงสร้าง และเกิดการวาบไฟ หรือประกายไฟภายในโครงสร้างโลหะ ควรมีการวัดการประสานศักย์ หรือเพื่อให้มั่นใจว่าการฉนวนทางไฟฟ้ามีระยะระหว่างส่วนที่เป็นโลหะเพียงพอที่จะสามารถหลีกเลี่ยงความเสียหายจากประกายไฟระหว่างส่วนโลหะ

การประสานศักย์ คือ การเชื่อมต่อของส่วนทั้งหมดที่เป็นโลหะอย่างเหมาะสม เช่น การที่กระแสฟ้าผ่าไหลผ่านจะไม่มีส่วนใดที่เป็นโลหะมีค่าแรงดันเริ่มต้นต่างกันเมื่อเทียบกับชิ้นอื่น ถ้าชิ้นส่วนโลหะเป็นดังข้างต้นก็จะลดความเสี่ยงของการเกิดประกายไฟหรือการวาบไฟได้

บางพื้นที่ของโครงสร้าง เช่น Screened room มีการป้องกันตามธรรมชาติจากฟ้าผ่ามากกว่าส่วนอื่น และสามารถขยายพื้นที่การป้องกันให้มากขึ้นด้วยการออกแบบด้วยความระมัดระวังของระบบป้องกันฟ้าผ่า การเชื่อมต่อสายดินของส่วนที่เป็นโลหะ อย่างไรก็ตามการติดตั้งที่ถูกต้องของการประสานการทำงาน Surge protective devices (SPDs) ช่วยป้องกันอุปกรณ์จากความเสียหายและเพิ่มความมั่นใจว่าอุปกรณ์ยังคงกลับมาใช้งานได้อย่างปกติ

บทที่ 3
การออกแบบและสร้างแบบจำลองกังหันลม

3.1 คุณลักษณะที่กำหนด

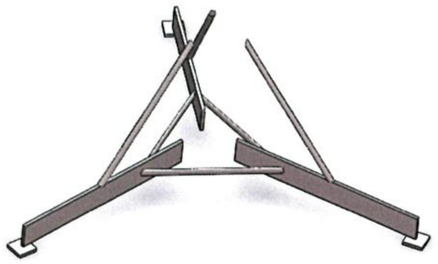
กังหันลมออกแบบและสร้างขึ้นเป็นกังหันลมแบบแกนหมุนแนวนอน ชนิด 3 ใบพัด โดยจำลองให้มีโครงสร้างของใบพัดขนาด 49 เมตร และเสาของกังหันลมขนาด 100 เมตร แบบจำลองกังหันลมได้ออกแบบให้มีขนาด 1:100 ในส่วนของการออกแบบใบพัดและเสาของกังหันลม และในส่วนอื่นๆ ของกังหันลมได้ทำการออกแบบให้เหมาะสมแก่การทดลอง การออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่าเพื่อให้สามารถป้องกันฟ้าผ่าได้เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 62305-3 (2010) โดยมีวิธีการออกแบบการป้องกันฟ้าผ่า 3 วิธี ได้แก่วิธีมุมป้องกัน วิธีทรงกลมกลิ้ง และวิธีตาข่าย แต่ในส่วนของใบพัดนั้นได้มีการออกแบบการป้องกันฟ้าผ่าเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61400-24 (2010) แบ่งออกเป็น 3 วิธี ได้แก่ ติดตั้งตัวรับฟ้าผ่าบริเวณใบพัด ติดตั้งตัวนำบริเวณขอบใบพัด และติดตั้งตัวนำแบบตาข่ายใต้ผิวใบพัด ที่ไม่สามารถออกแบบการป้องกันฟ้าผ่าใบพัดตามมาตรฐาน IEC 62305-3 (2010) เนื่องจาก IEC 61400-24 นั้นได้มีการระบุไว้ว่าการป้องกันใบพัดนั้นไม่สามารถใช้วิธีการติดตั้งตัวนำล่อฟ้าทั้ง 3 แบบตามมาตรฐาน IEC 62305-3 ได้

จุดประสงค์ของการออกแบบแบบจำลองกังหันลมนี้เพื่อใช้ในการทดสอบการป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม และศึกษาเพื่อเปรียบเทียบวิธีการป้องกันฟ้าผ่าของการออกแบบแต่ละวิธี

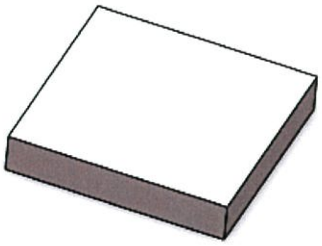
3.2 การออกแบบแบบจำลองกังหันลม

ในการออกแบบและสร้างแบบจำลองกังหันลมนั้นจะประกอบไปด้วยโครงสร้างส่วนต่างๆ ของกังหันลม ทำการออกแบบโดยใช้โปรแกรม SolidWorks และจำลองผล ดังต่อไปนี้

1. ฐานของกังหันลม ออกแบบโดยใช้วัสดุที่เป็นโลหะ ประกอบด้วย 4 ส่วน แสดงส่วนประกอบและค่าพารามิเตอร์ดังรูปที่ 3.1 และ 3.2



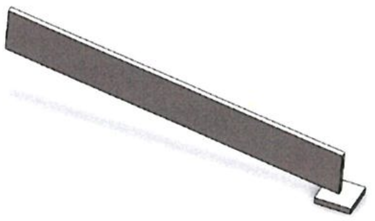
(ก)



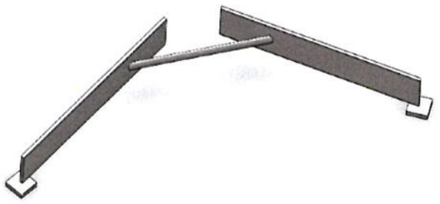
(ข)

รูปที่ 3.1 แบบจำลองฐานของกังหันลม

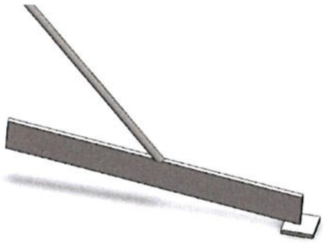
(ก) ภาพรวม (ข) ฐานขนาด 3x3 cm^2



(ค)

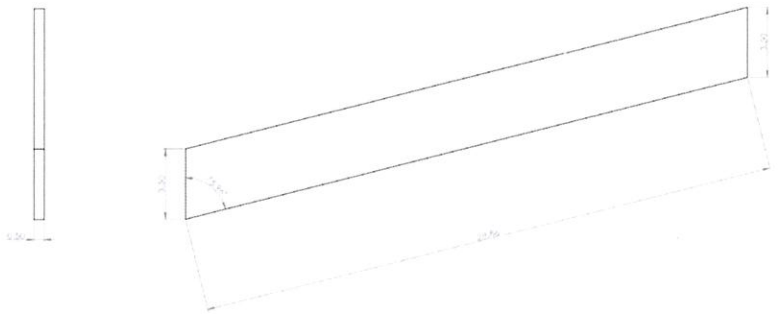


(ง)

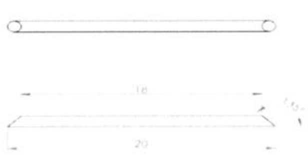


(จ)

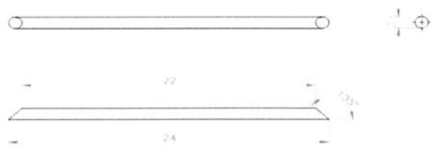
รูปที่ 3.1 (ต่อ) แบบจำลองฐานของกังหันลม
(ค) แผ่นโลหะที่เชื่อมกับส่วนฐาน (ง) เส้นโลหะที่เชื่อมต่อระหว่างแผ่นโลหะ
(จ) เส้นโลหะที่เชื่อมต่อระหว่างเสาและแผ่นโลหะ



(ก)

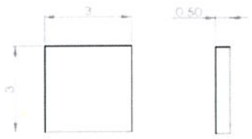


(ข)



(ค)

รูปที่ 3.2 แบบ Drawing ฐานของกังหันลม
(ก) เส้นโลหะที่เชื่อมต่อระหว่างเสาและแผ่นโลหะ (ข) เส้นโลหะที่เชื่อมต่อระหว่างแผ่นโลหะ
(ค) เส้นโลหะที่เชื่อมต่อระหว่างเสาและแผ่นโลหะ

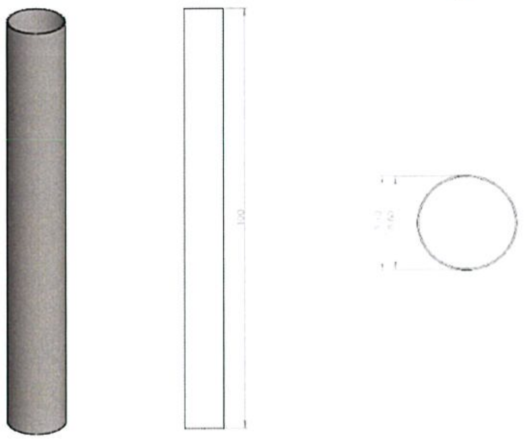


(ง)

รูปที่ 3.2 (ต่อ) แบบ Drawing ฐานของกังหันลม

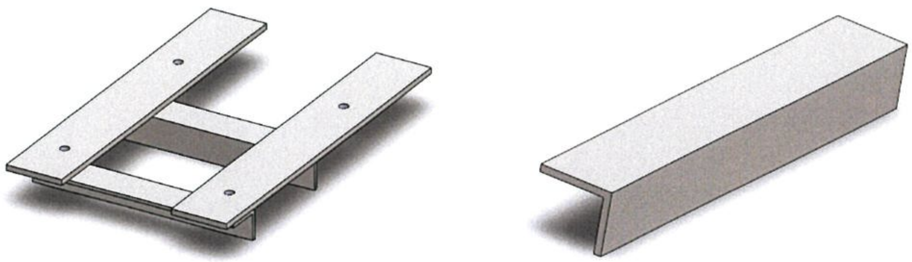
(ง) ฐานขนาด 3x3 cm^2

2. เสาของกังหันลม ออกแบบโดยใช้วัสดุที่เป็นโลหะ แสดงค่าพารามิเตอร์ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 เสาของกังหันลม

3. ฐานของห้องเครื่อง ออกแบบโดยใช้วัสดุที่เป็นโลหะ ประกอบด้วย 2 ส่วน แสดงส่วนประกอบและค่าพารามิเตอร์ดังรูปที่ 3.4 และ 3.5



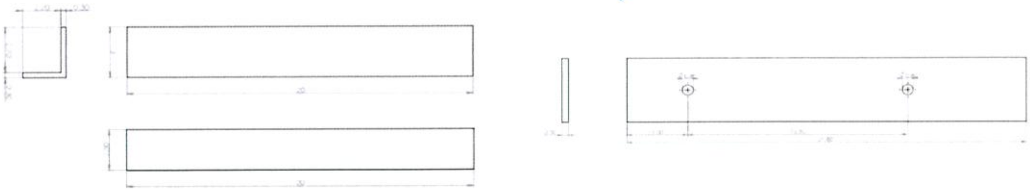
(ก) (ข)

รูปที่ 3.4 แบบจำลองฐานของห้องเครื่อง

(ก) ภาพรวม (ข) เหล็กฉากเชื่อมต่อกับเสาของกังหันลม

(ค)

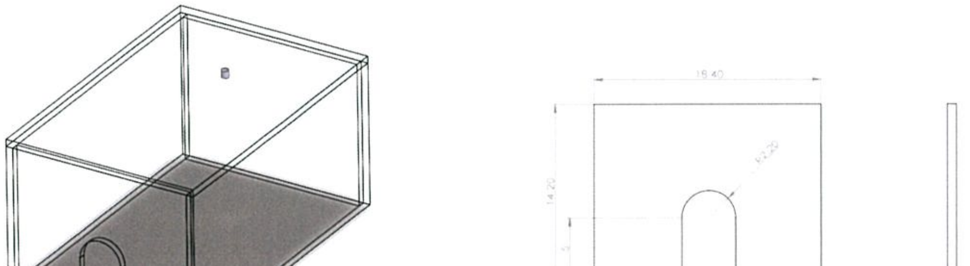
รูปที่ 3.4 (ต่อ) แบบจำลองฐานของห้องเครื่อง
(ค) แผ่นโลหะที่ใช้ติดตั้งตลับลูกปืน



(ก) (ข)

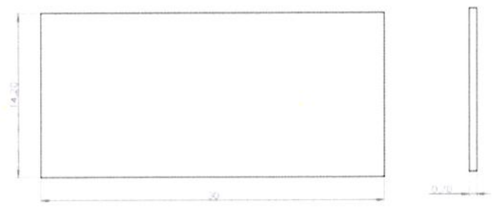
รูปที่ 3.5 แบบ Drawing ฐานของห้องเครื่อง
(ก) เหล็กฉากเชื่อมต่อกับเสาของกังหันลม (ข) แผ่นโลหะที่ใช้ติดตั้งตลับลูกปืน

4. ห้องเครื่อง ออกแบบโดยใช้วัสดุที่เป็นอะคริลิค ประกอบด้วย 4 ส่วน แสดงส่วนประกอบและค่าพารามิเตอร์ดังรูปที่ 3.6

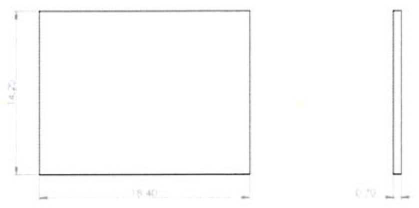


(ก) (ข)

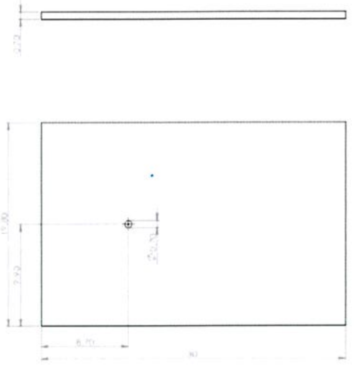
รูปที่ 3.6 ห้องเครื่อง
(ก) ภาพรวม (ข) ฝาด้านหน้า



(ค)



(ง)

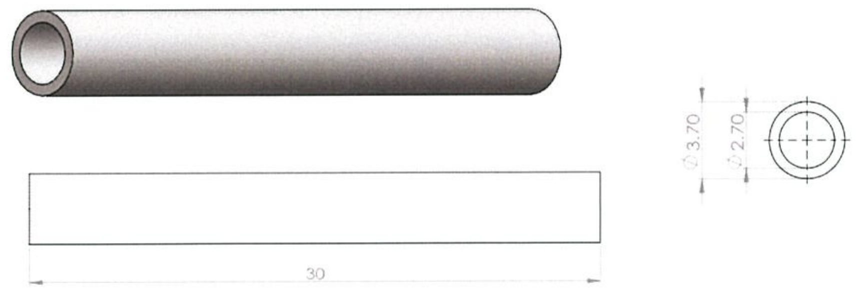


(จ)

รูปที่ 3.6 (ต่อ) ห้องเครื่อง

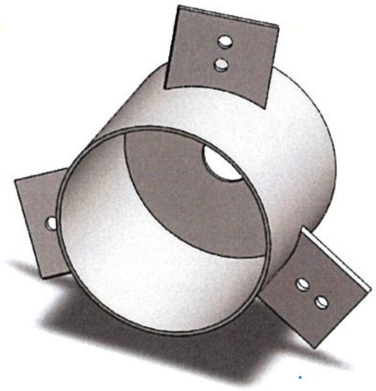
(ค) ฝาด้านข้างขนาด 14.2x30 cm^2 (ง) ฝาด้านหลัง (จ) ฝาด้านบน

5. เพลาของกังหันลม ออกแบบโดยใช้วัสดุที่เป็นโลหะ แสดงค่าพารามิเตอร์ดังรูปที่ 3.7

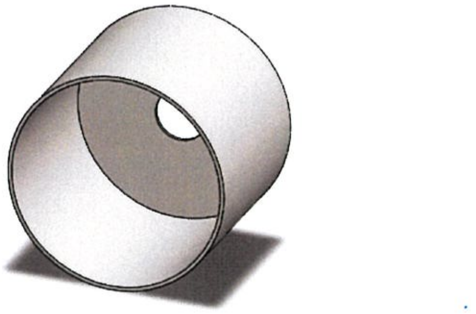


รูปที่ 3.7 เพลาของกังหันลม

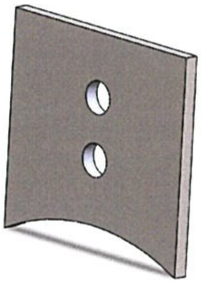
6. ดุมใบพัด ออกแบบโดยใช้วัสดุที่เป็นโลหะ ประกอบด้วย 2 ชิ้นส่วน แสดงส่วนประกอบและค่าพารามิเตอร์ดังรูปที่ 3.8 และ 3.9



(ก)

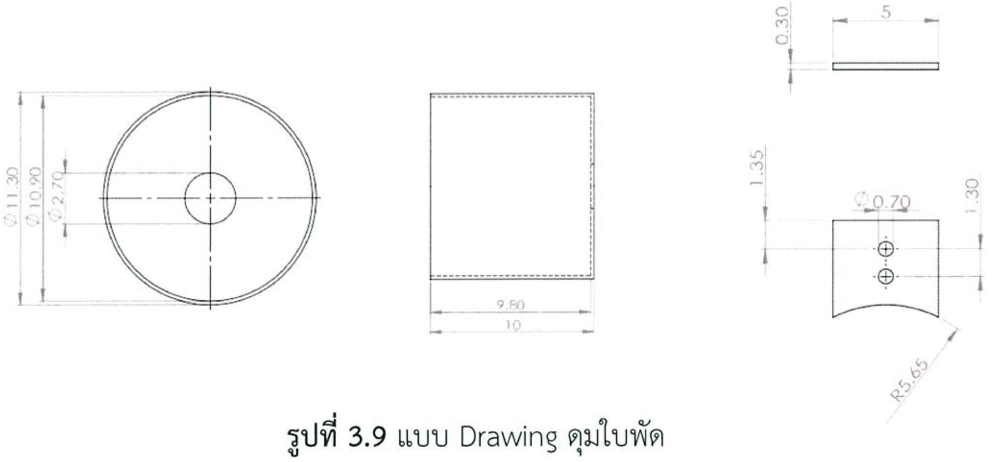


(ข)



(ค)

รูปที่ 3.8 แบบจำลองดุมใบพัด
(ก) ภาพรวม (ข) ดุมใบพัด (ค) ครีบใช้สำหรับติดตั้งใบพัด



รูปที่ 3.9 แบบ Drawing ดุมใบพัด

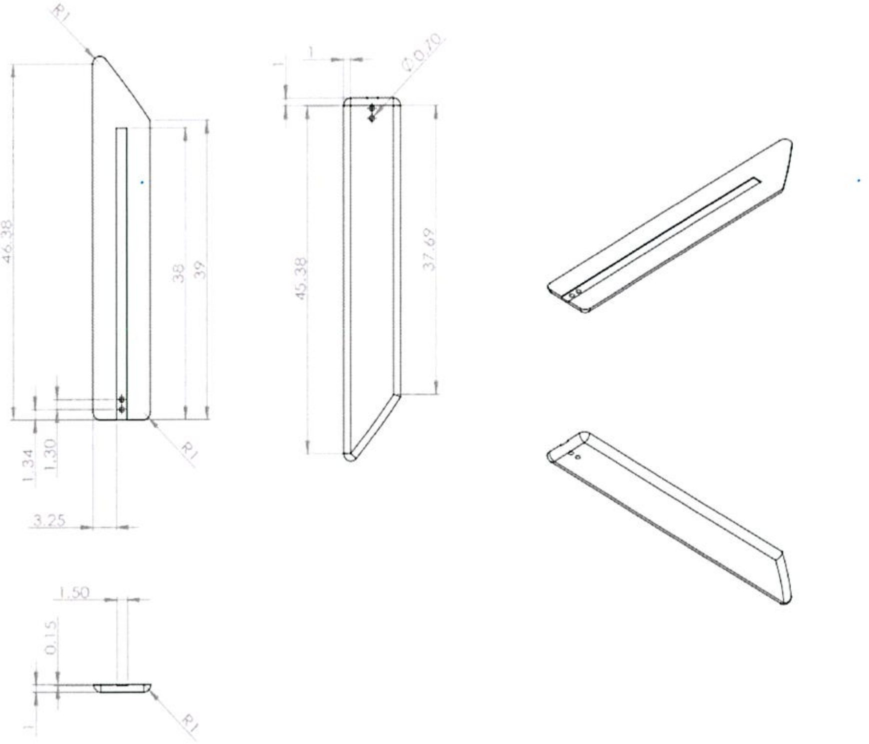
7. ใบพัด ออกแบบโดยใช้วัสดุที่เป็นไม้

ในการออกแบบการป้องกันฟ้าผ่าตามมาตรฐาน IEC 61400-24 ได้ระบุการป้องกันฟ้าผ่าในส่วนของใบพัดไว้ 3 แบบ คือ

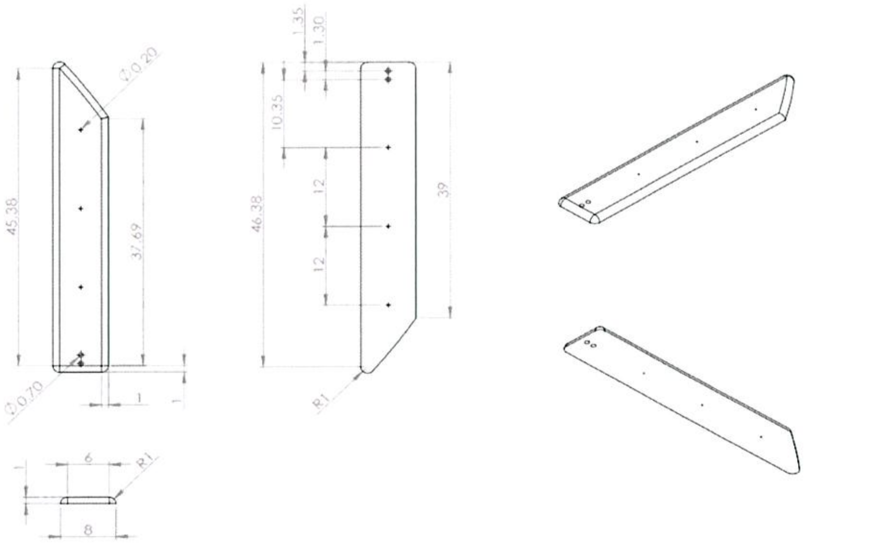
แบบที่ A ติดตั้งตัวนำลงดินที่กลางใบพัดและตัวรับฟ้าผ่าที่บริเวณใบพัด

แบบที่ B ติดตั้งตัวนำบริเวณขอบใบพัด

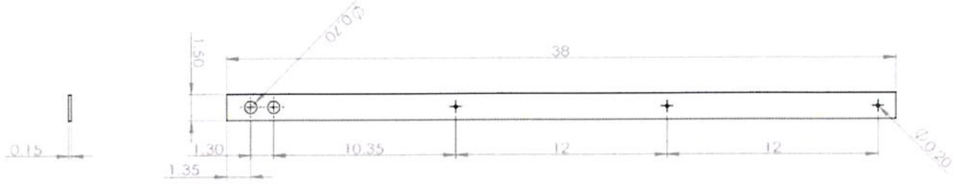
แบบที่ C ติดตั้งตัวนำแบบตาข่ายใต้ผิวใบพัด



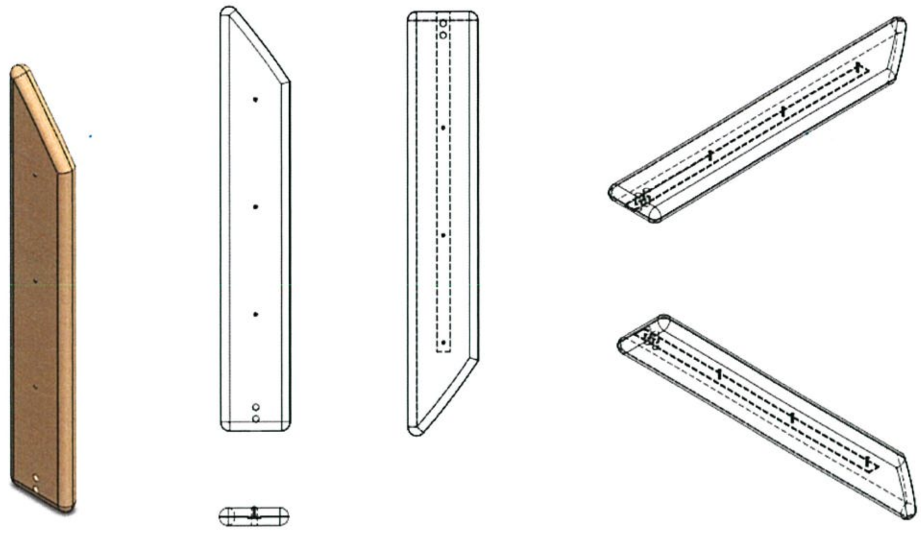
รูปที่ 3.10 ส่วนหลังของใบพัดแบบ A



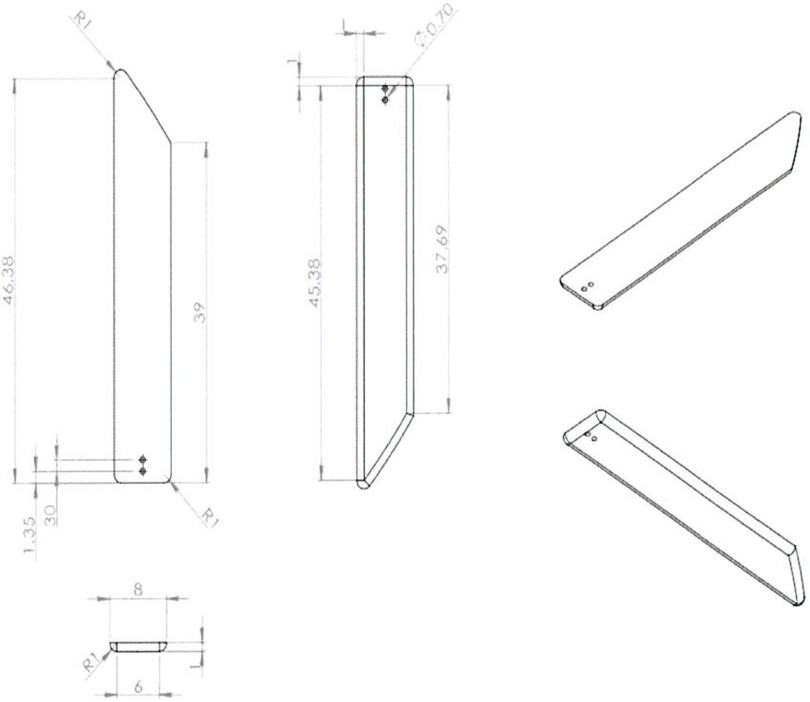
รูปที่ 3.11 ส่วนหน้าของใบพัดแบบ A



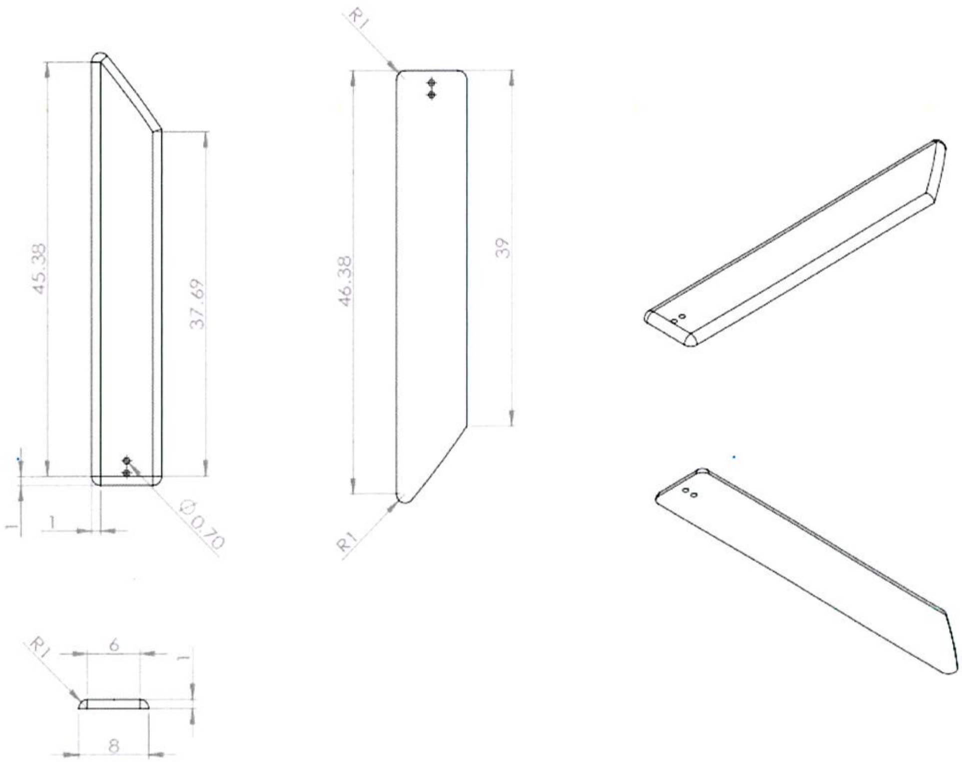
รูปที่ 3.12 ตัวนำลงดินของใบพัดแบบ A



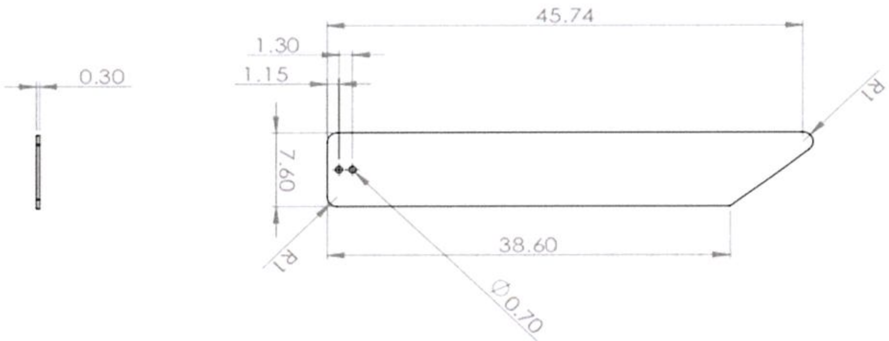
รูปที่ 3.13 ภาพรวมของใบพัดแบบ A



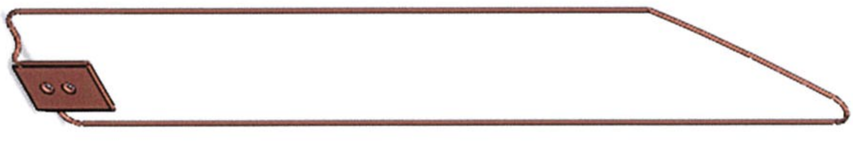
รูปที่ 3.14 ส่วนหลังของใบพัดแบบ B และ C



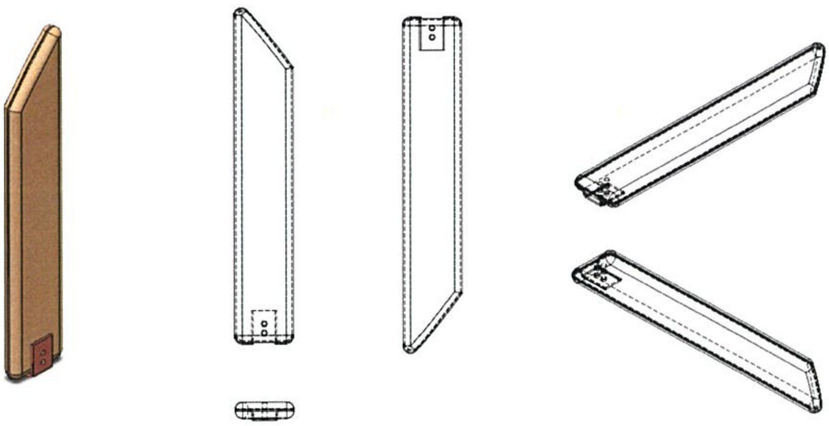
รูปที่ 3.15 ส่วนหน้าของใบพัดแบบ B และ C



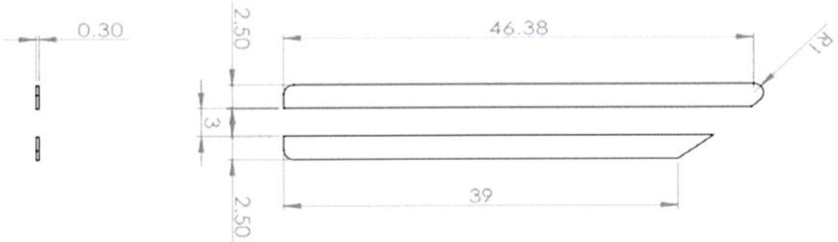
รูปที่ 3.16 ชั้นตรงกลางของใบพัดแบบ B



รูปที่ 3.17 ระบบตัวนำล่อฟ้าและระบบตัวนำลงดินของใบพัดแบบ B

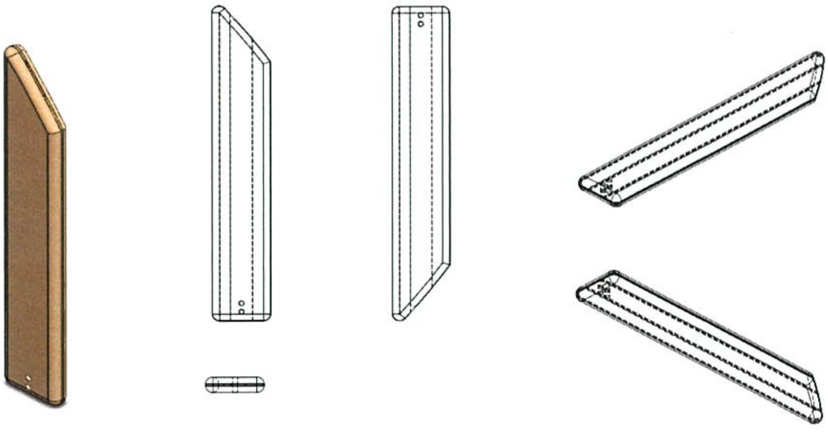


รูปที่ 3.18 ภาพรวมของใบพัดแบบ B



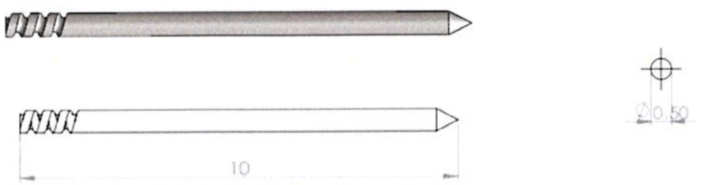
รูปที่ 3.19 ชั้นตรงกลางของใบพัดแบบ C

รูปที่ 3.20 ระบบตัวนำล่อฟ้าของใบพัดแบบ C

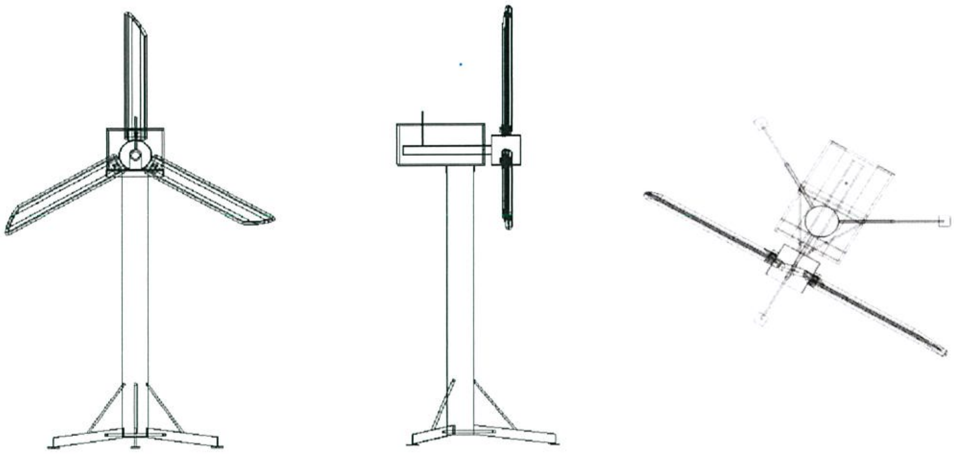


รูปที่ 3.21 ภาพรวมของใบพัดแบบ C

8. แท่งตัวนำล่อฟ้า ออกแบบโดยใช้วัสดุที่เป็นโลหะ แสดงค่าพารามิเตอร์ดังรูปที่ 3.22



รูปที่ 3.22 แท่งตัวนำล่อฟ้า



(ก)

(ข)

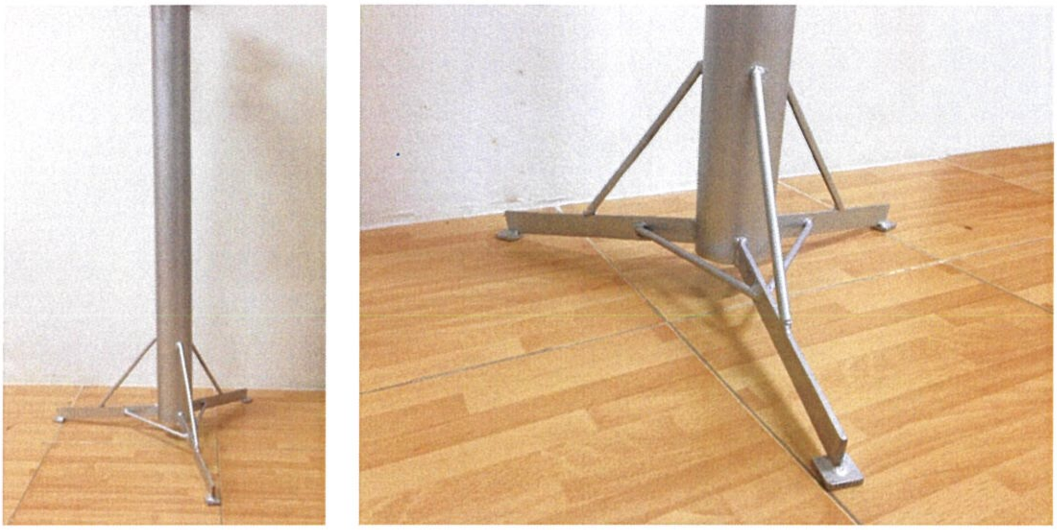
รูปที่ 3.23 ภาพรวมกังหันลม

(ก) แบบ Drawing (ข) แบบจำลองกังหันลม

3.3 การสร้างแบบจำลองกังหันลม

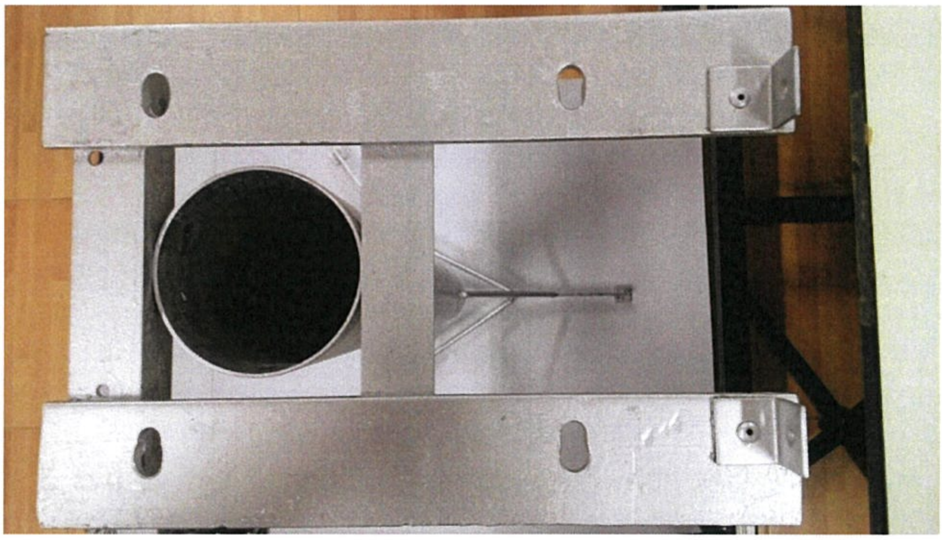
ภายหลังจากการออกแบบส่วนประกอบต่างๆ ของแบบจำลองกังหันลมผ่านโปรแกรม Solid Works จึงได้นำมาทำการประกอบสร้างให้ได้ตามที่ออกแบบไว้ โดยสามารถแยกเป็นส่วนๆ ได้ดังต่อไปนี้

1. ฐานของกังหันลมและเสาของกังหันลม ประกอบสร้างด้วยวัสดุที่เป็นโลหะทำเป็นส่วนฐานและเสาทำมาจากท่อสแตนเลส เชื่อมต่อกันโดยใช้วิธีไฟฟ้า ดังรูปที่ 3.24



รูปที่ 3.24 ฐานและเสาของกังหันลม

2. ฐานของห้องเครื่อง ประกอบสร้างโดยใช้โลหะ เป็นชิ้นส่วนที่ใช้รองรับอุปกรณ์ต่างๆ ภายในห้องเครื่อง ได้แก่ ตลับลูกปืนตุ๊กตา เพลา และส่วนที่เชื่อมต่อกับเพลา โดยมีรูน็อตไว้สำหรับยึดกับอุปกรณ์ดังกล่าว ดังรูปที่ 3.25

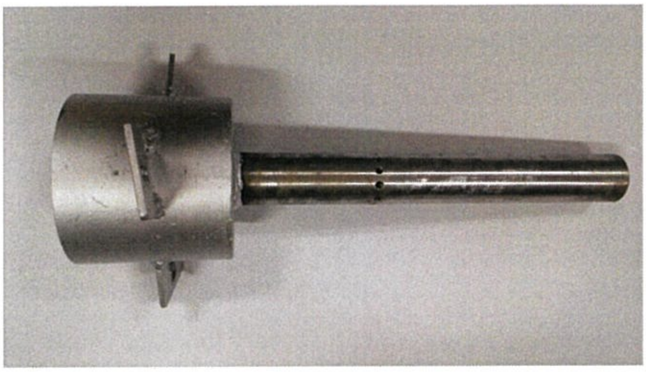


รูปที่ 3.25 ฐานของห้องเครื่อง

3. ห้องเครื่อง ประกอบไปด้วยส่วนของตลับลูกปืนตุ๊กตากับฐานของห้องเครื่อง โดยมีแผ่นเบกาไลท์และยางติดตั้งไว้เพื่อไม่ให้กระแสไหลผ่านจากใบพัดไปยังตัวเสาของกังหันลม และมีฝาครอบห้องเครื่องที่ทำจากวัสดุที่เป็นอะคริลิค พร้อมทั้งติดตั้งแท่งตัวนำที่ยอดของตลับลูกปืนเพื่อป้องกันฟ้าผ่าบริเวณห้องเครื่อง ดังรูปที่ 3.26

รูปที่ 3.26 ห้องเครื่อง

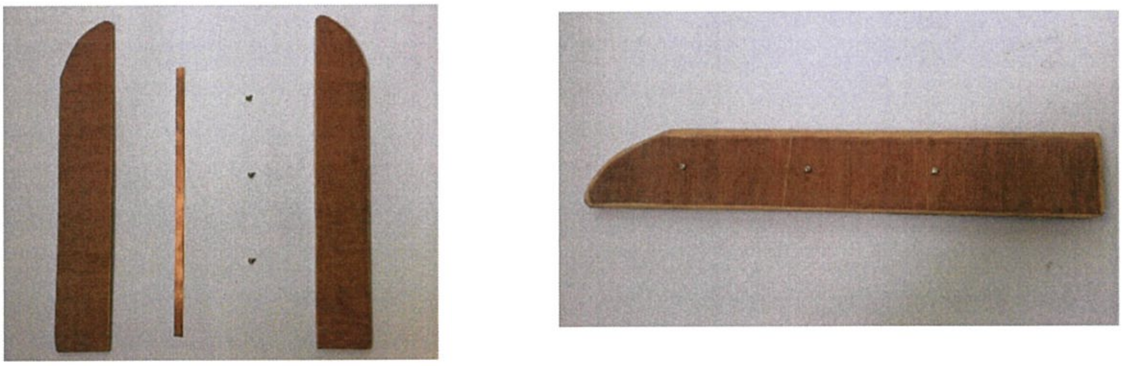
4. เพลาและดุมใบพัด ประกอบสร้างโดยเชื่อมต่อระหว่างเพลาของกังหันลมกับส่วนของดุมใบพัด และครีบที่ใช้สำหรับติดตั้งใบพัด พร้อมทั้งเจาะรูที่เพลาใช้ยึดกับสายไฟเป็นตัวนำลงดิน ดังรูปที่ 3.27



รูปที่ 3.27 เพลาและดุมใบพัด

5. ใบพัด ประกอบสร้างโดยใช้วัสดุที่ทำจากไม้ โดยออกแบบตาม IEC 61400-24 ซึ่งมีการออกแบบ 3 แบบ ดังนี้

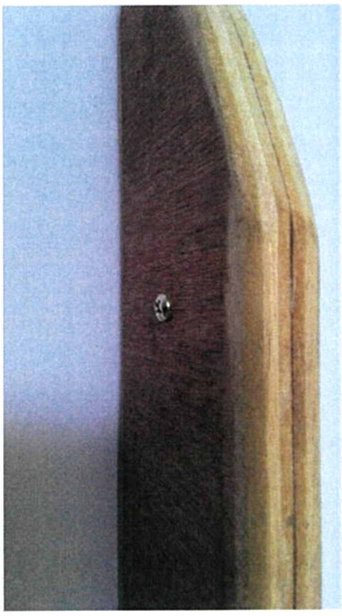
แบบที่ A ติดตั้งตัวนำลงดินที่ส่วนกลางของใบพัดและตัวรับฟ้าผ่า ที่ปลายของใบพัด ประกอบสร้างโดยใช้แผ่นทองแดงแทนตัวนำลงดินในส่วนกลางของใบพัด และใช้น็อตแทนตัวรับฟ้าผ่าในการเป็นตัวนำล่อฟ้า ดังรูปที่ 3.28

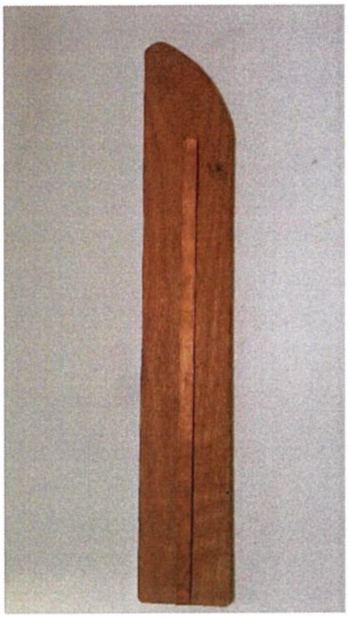


(ก) (ข)

รูปที่ 3.28 ภาพรวมใบพัดแบบ A

(ก) องค์ประกอบของใบพัด (ข) ภาพรวม

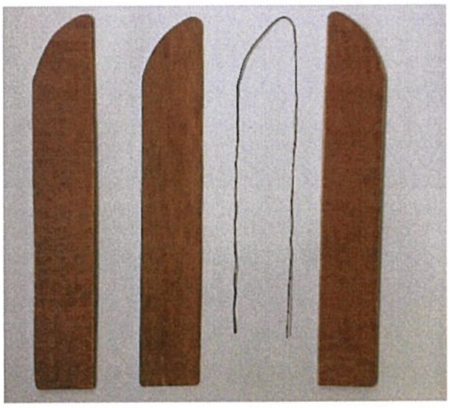


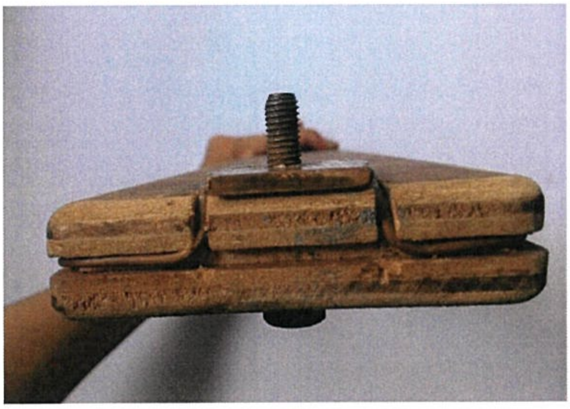


(ค) (ง)

รูปที่ 3.28 (ต่อ) ภาพรวมใบพัดแบบ A
(ค) ตัวรับฟ้าผ่า (ง) ตัวนำลงดินของใบพัด

แบบที่ B ติดตั้งตัวนำล่อฟ้าบริเวณขอบใบพัด ประกอบสร้างโดยใช้ลวดทองแดงขนาด 2.5 ตร.มม. แทนตัวลำล่อฟ้า ติดตั้งโดยรอบใบพัด ดังรูปที่ 3.29





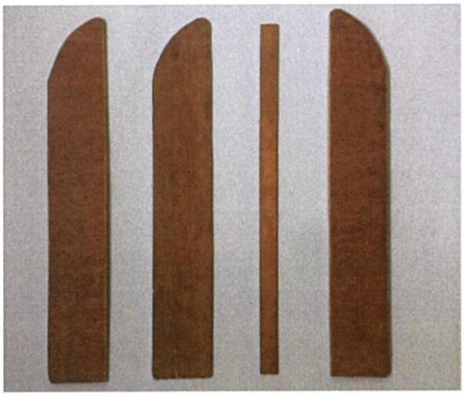
(ก) (ข)

รูปที่ 3.29 ภาพรวมใบพัดแบบ B
(ก) องค์ประกอบของใบพัด (ข) ตัวรับฟ้าผ่าและตัวนำลงดินของใบพัด

(ค)

รูปที่ 3.29 (ต่อ) ภาพรวมใบพัดแบบ B
(ค) ภาพรวม

แบบที่ C ติดตั้งตัวนำแบบตาข่ายบนผิวใบพัด ประกอบสร้างโดยใช้ทองแดงแผ่นขนาด 3x25 ตร.มม. ติดตั้งไว้ด้านในของใบพัดจนถึงปลายของใบพัด แทนตัวนำล่อฟ้า ดังรูปที่ 3.30



(ก)

(ข)

รูปที่ 3.30 ภาพรวมใบพัดแบบ C
(ก) องค์ประกอบใบพัด (ข) ตัวรับฟ้าผ่าและตัวนำลงดินของใบพัด

บทที่ 4
การทดสอบแบบจำลองกังหันลม

จุดประสงค์หลักของการออกแบบแบบจำลองกังหันลมคือ เพื่อใช้ในการทดสอบการป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ เพื่อนำมาวิเคราะห์และประเมินผล โดยมีหัวข้อการทดสอบดังต่อไปนี้

1. การจำลองการทดสอบแบบจำลองกังหันลมโดยใช้โปรแกรมไฟไนต์เอลิเมนต์
2. การทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ
3. การทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ
4. การทดสอบแบบจำลองกังหันลมแบบต่อตัวต้านทานด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

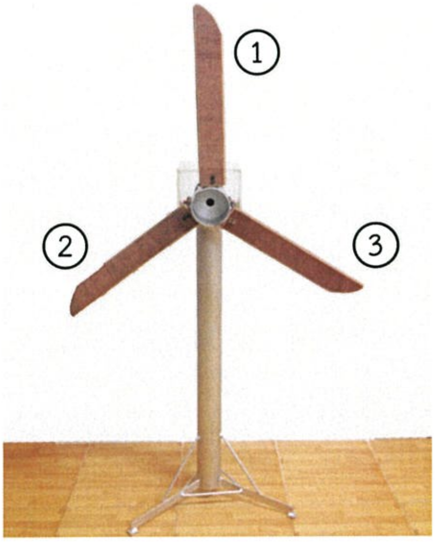
4.1 แบบจำลองกังหันลมที่ใช้ในการทดสอบ

กังหันลมที่ใช้ในการทดสอบเป็นกังหันลมแบบแกนหมุนแนวนอน ชนิด 3 ใบพัด โดยการออกแบบการป้องกันฟ้าผ่าของใบพัดที่ใช้ทดสอบเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61400-24 มีการออกแบบการป้องกันฟ้าผ่าในส่วนของใบพัดทั้งหมด 3 ลักษณะ ได้แก่

1. ใบพัดที่ติดตั้งล่อฟ้าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า
2. ใบพัดที่ติดตั้งล่อฟ้าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด
3. ใบพัดที่ติดตั้งล่อฟ้าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย

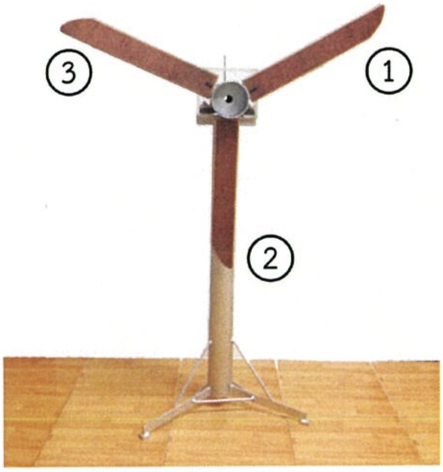
ในการทดสอบจะมีการปรับตำแหน่งใบพัดที่ใช้ทดสอบทั้งหมด 2 ตำแหน่ง โดยตำแหน่งแรกเป็นรูปแบบที่ใบพัดมีความสูงมากที่สุดซึ่งมีโอกาสโดนฟ้าผ่าสูงที่สุด และตำแหน่งที่ 2 เป็นรูปแบบที่ใบพัดทั้ง 2 ใบอยู่ในระดับเท่าๆ กันซึ่งยังคงเป็นจุดที่มีความสูงมากที่สุดแต่ระยะห่างระหว่างจุดสูงสุดของใบพัดกับห้องเครื่องมีค่าน้อยที่สุด จึงมีโอกาสที่จะเกิดฟ้าผ่าบริเวณห้องเครื่องได้มากที่สุด

1. ตำแหน่ง A ใบพัดอยู่ตำแหน่ง 0, 120 และ 240 องศาตามลำดับ อ้างอิงตามแนวดิ่ง



รูปที่ 4.1 กังหันลมที่ใช้ในการทดสอบ (ตำแหน่ง A)

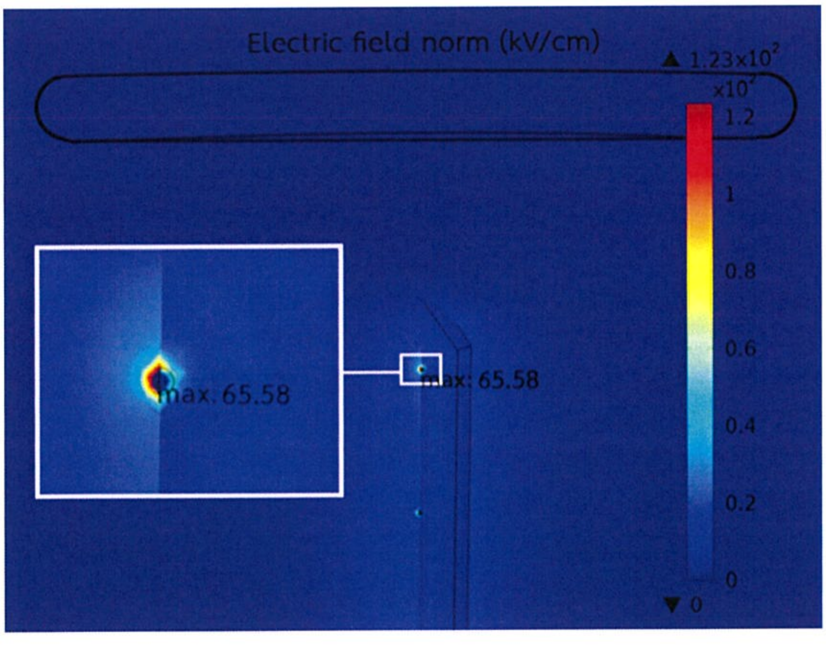
2. ตำแหน่ง B ใบพัดอยู่ตำแหน่ง 60, 180 และ 300 องศาตามลำดับ อ้างอิงตามแนวดิ่ง



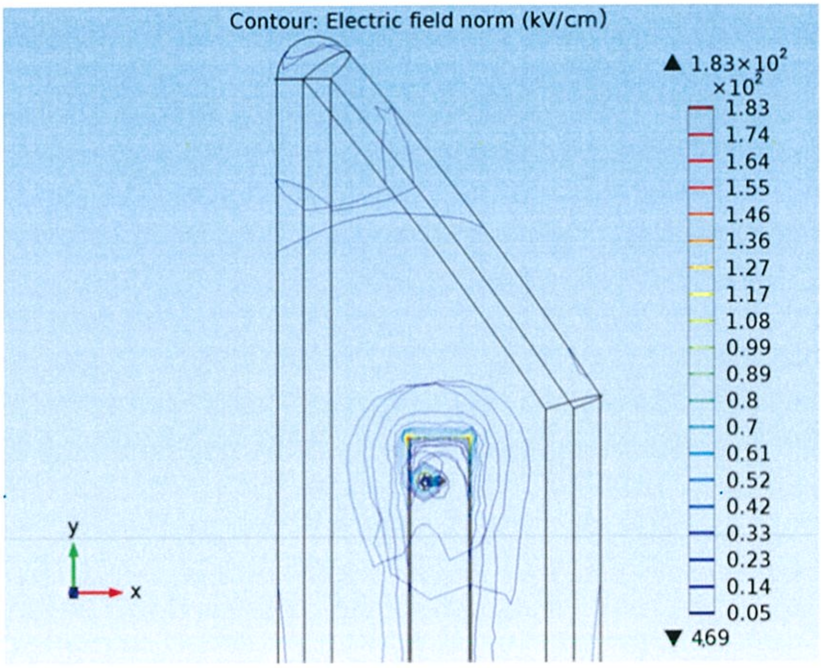
รูปที่ 4.2 กังหันลมที่ใช้ในการทดสอบ (ตำแหน่ง B)

4.2 การจำลองการทดสอบแบบจำลองกังหันลมโดยใช้โปรแกรมไฟไนต์เอลิเมนต์

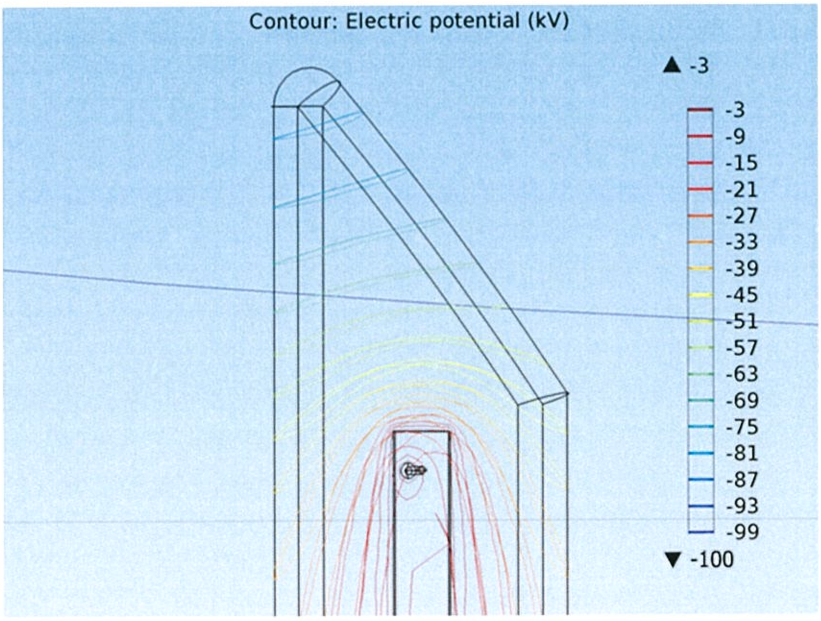
การจำลองโดยใช้โปรแกรมมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้ในการเปรียบเทียบกับผลที่ได้จากการทดสอบจริงโดยจำลอง โดยดูลักษณะการกระจายแรงดันและสนามไฟฟ้าที่เกิดขึ้นบนใบพัดที่ติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่าที่แตกต่างกันทั้ง 3 แบบ โดยระเบียบวิธีการทางไฟไนต์อิลิเมนต์ด้วยโปรแกรม COMSOL 5.0 แสดงดังรูปที่ 4.3 ถึง รูปที่ 4.11



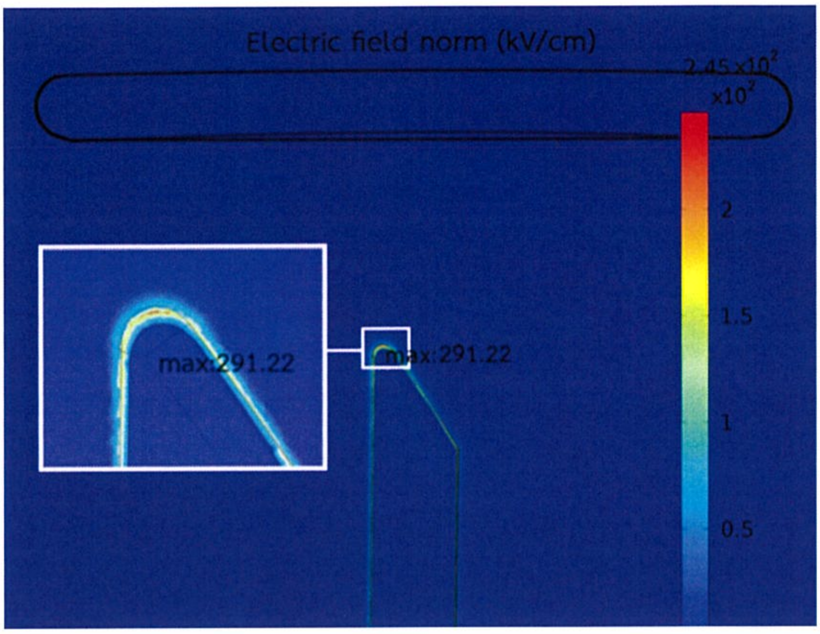
รูปที่ 4.3 ความเครียดสนามไฟฟ้าบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า



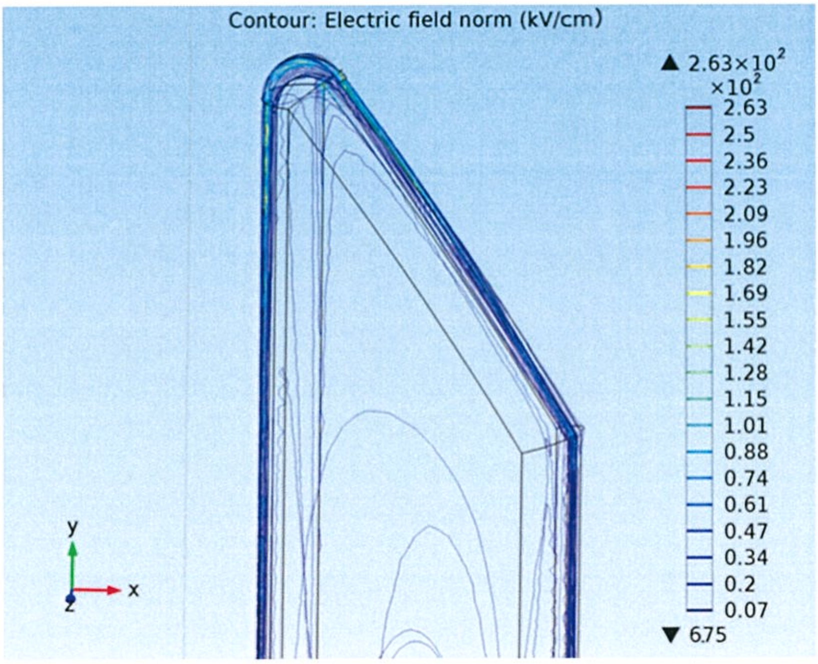
รูปที่ 4.4 การกระจายสนามไฟฟ้าบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า



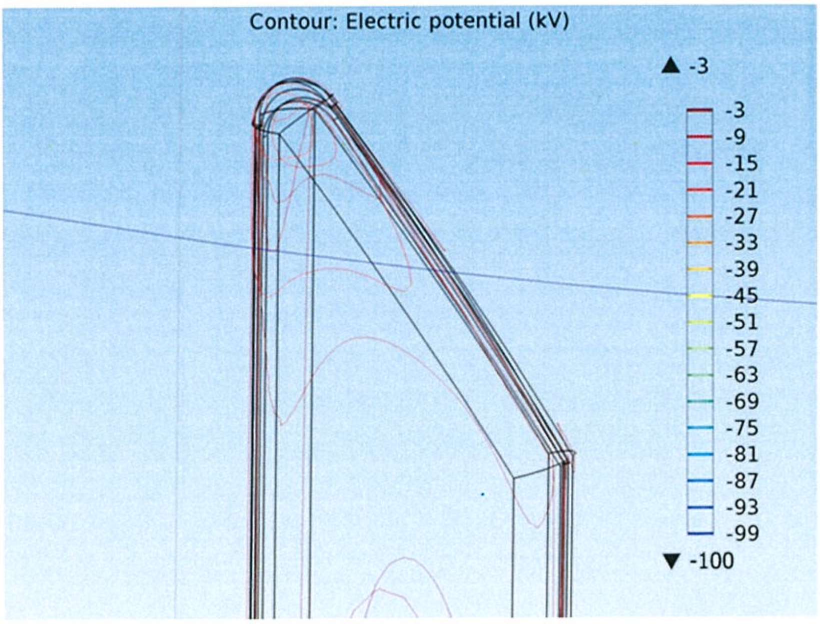
รูปที่ 4.5 การกระจายแรงดันบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า



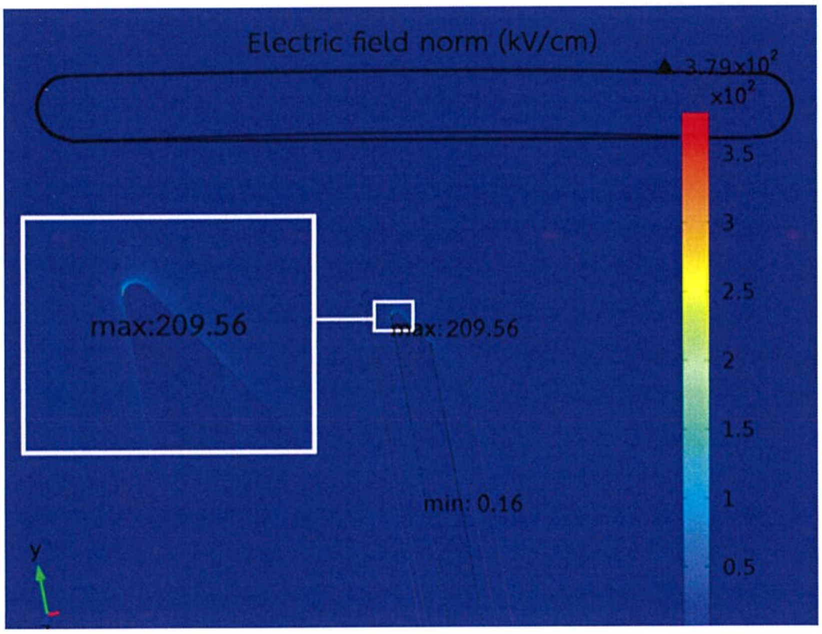
รูปที่ 4.6 ความเครียดสนามไฟฟ้าบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด



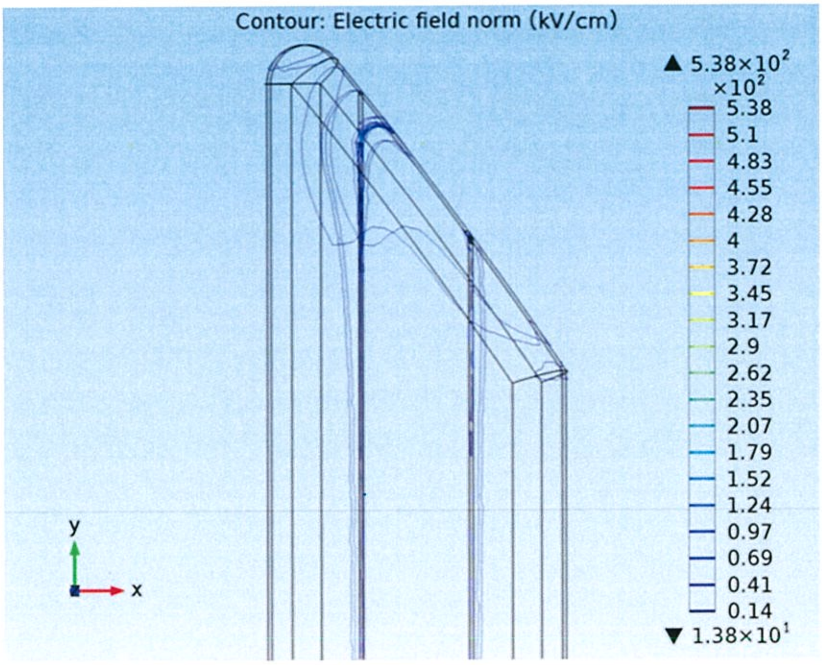
รูปที่ 4.7 การกระจายสนามไฟฟ้าบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด



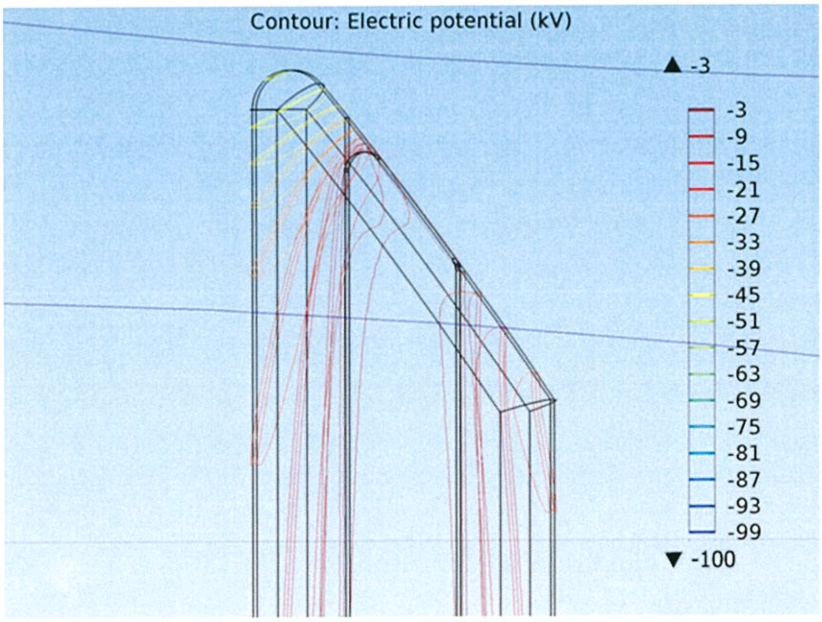
รูปที่ 4.8 การกระจายแรงดันบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด



รูปที่ 4.9 ความเครียดสนามไฟฟ้าบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย



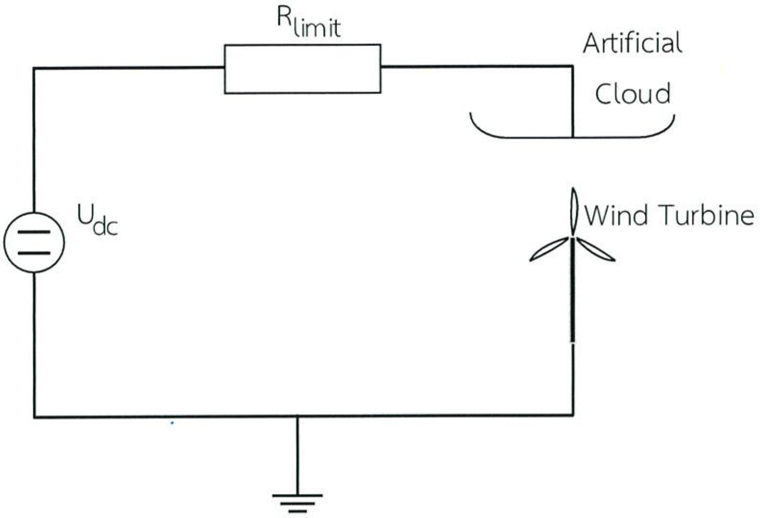
รูปที่ 4.10 การกระจายสนามไฟฟ้าบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย



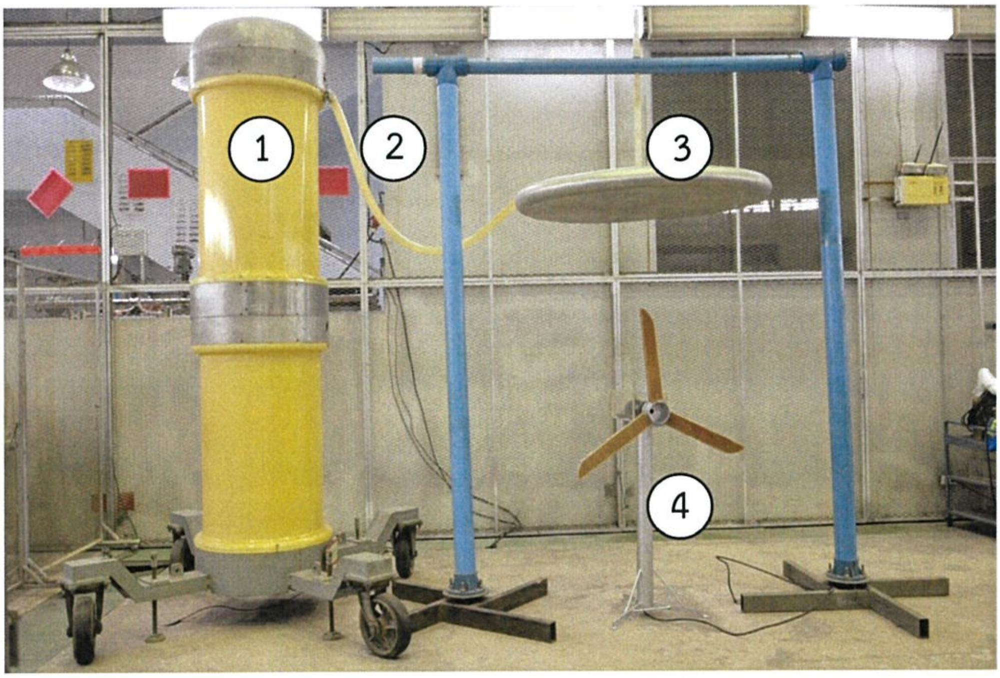
รูปที่ 4.11 การกระจายแรงดันบนใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย

จากการจำลองจะพบว่าใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด จะมีค่าความเครียดสนามไฟฟ้าสูงที่สุด

4.3 วงจรในการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ



รูปที่ 4.12 วงจรทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ



รูปที่ 4.13 การต่อวงจรทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

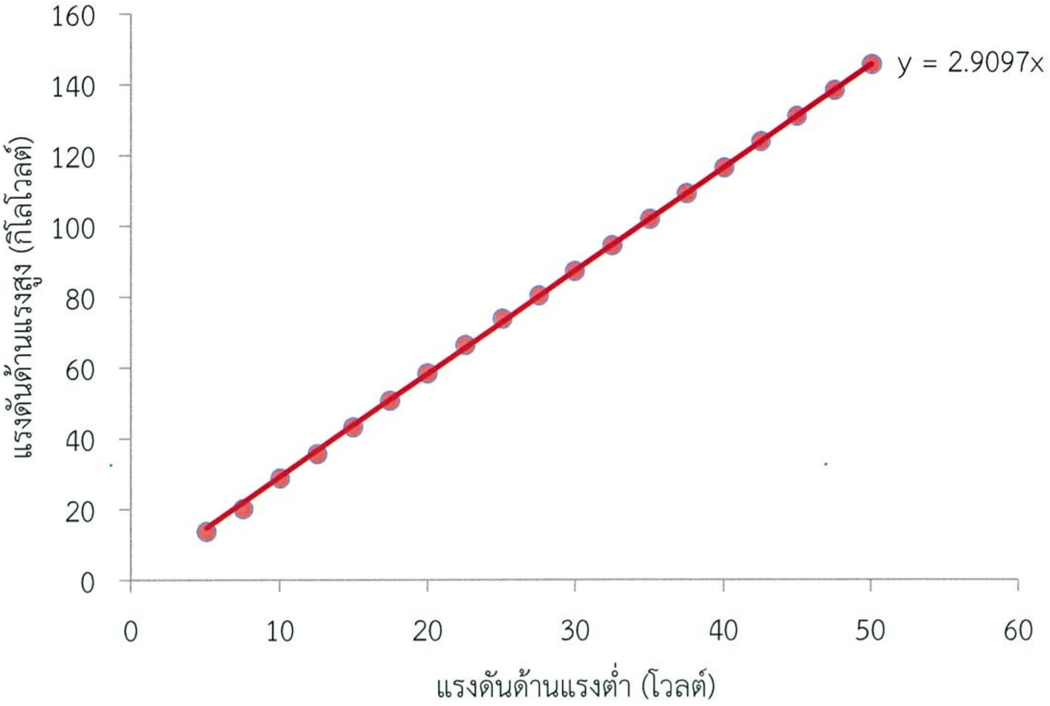
1. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบขนาด 600 kV
2. ตัวต้านทานน้ำใช้ในการจำกัดกระแส
3. แผ่นอิเล็คโตรดขอบโค้งแบบโรกอฟสกี้ (เมฆเทียม)
4. แบบจำลองกังหันลมที่ใช้ทดสอบ

4.4 การหาความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันด้านแรงต่ำและแรงสูงของหม้อแปลงทดสอบ

การวัดค่าแรงดันด้านแรงสูงสามารถวัดได้ด้วยกันหลายวิธี ในที่นี้เลือกใช้โวลต์เตจดิไวเดอร์ เนื่องจากมีความสะดวกในการอ่านค่า โดยทำการป้อนแรงดันด้านแรงต่ำ จากนั้นวัดแรงดันด้านแรงสูงจากโวลต์เตจดิไวเดอร์ บันทึกค่าแล้วทำซ้ำทั้งหมด 5 ครั้งเพื่อหาค่าเฉลี่ยเพื่อนำมาพล็อตกราฟความสัมพันธ์หาอัตราส่วนแรงดัน เพื่อนำมาใช้คำนวณแรงดันเบรกดาวน์ขณะทดสอบ

ตารางที่ 4.1 แรงดันเฉลี่ยด้านแรงต่ำและแรงสูงของหม้อแปลงทดสอบ

แรงดันด้านแรงต่ำ (V)	แรงดันด้านแรงสูง (kV)
5.05	13.67
7.52	20.09
10.02	28.77
12.59	35.64
15.03	43.13
17.50	50.65
19.98	58.38
22.51	66.30
25.01	73.80
27.52	80.27
29.98	87.13
32.49	94.44
35.02	101.85
37.47	109.08
40.01	116.34
42.51	123.77
44.99	130.95
47.55	138.30
50.02	145.54



รูปที่ 4.14 ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันด้านแรงต่ำและแรงสูง

4.5 การทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

การทดสอบแบบจำลองกังหันลม มีวัตถุประสงค์เพื่อหาความสามารถในการล่อฟ้า หรือที่เรียกว่าความสามารถในการสร้างสตรีมเมอร์ของใบพัดแต่ละแบบในกังหันลม โดยทำการจ่ายแรงดันทดสอบจากเครื่องกำเนิดแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ เพื่อให้อากาศเกิดการเบรกดาวน์แล้วผ่านไปยังตัวล่อฟ้าที่ติดตั้งบริเวณใบพัดของกังหันลมโดยบันทึกค่าแรงดันเบรกดาวน์ของอากาศของใบพัดแต่ละชนิด เพื่อเปรียบเทียบความสามารถในการล่อฟ้าของกังหันลม

4.5.1 ขั้นตอนการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

1. ทำการติดตั้งแบบจำลองกังหันลมใต้แผ่นอิเล็คโตรดขอบโค้งแบบโรกอฟสกี้ที่ระยะต่างๆ โดยทำการทดสอบที่ระยะ 10 cm, 15 cm และ 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง A และตำแหน่ง B

2. การทดสอบจะเริ่มจากจ่ายแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบไปยังแผ่นอิเล็คโตรดขอบโค้งแบบโรกอฟสกี้ ซึ่งจำลองเป็นเมฆเทียมจนกระทั่งอากาศเกิดการเบรกดาวน์ผ่านไปยังแบบจำลองกังหันลม จากนั้นบันทึกค่าแรงดันขณะเกิดเบรกดาวน์ โดยทำการทดสอบที่ระยะ 10 cm, 15 cm และ 20 cm ระยะละ 5 ครั้ง จากนั้นทำการหาค่าแรงดันเบรกดาวน์เฉลี่ย

4.5.2 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

การทดสอบแบบจำลองกังหันลมโดยการจ่ายแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ กระทำภายใต้สภาวะแวดล้อมซึ่งมีค่าในช่วงดังนี้ ความดันบรรยากาศ 760-765 มิลลิเมตรปรอท ความชื้นสัมพัทธ์ 73-77 % อุณหภูมิ 30-32 องศาเซลเซียส ผลการทดลองแสดงดังตารางที่ 4.2-4.4

ตารางที่ 4.2 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์ที่ระยะห่าง 10 cm

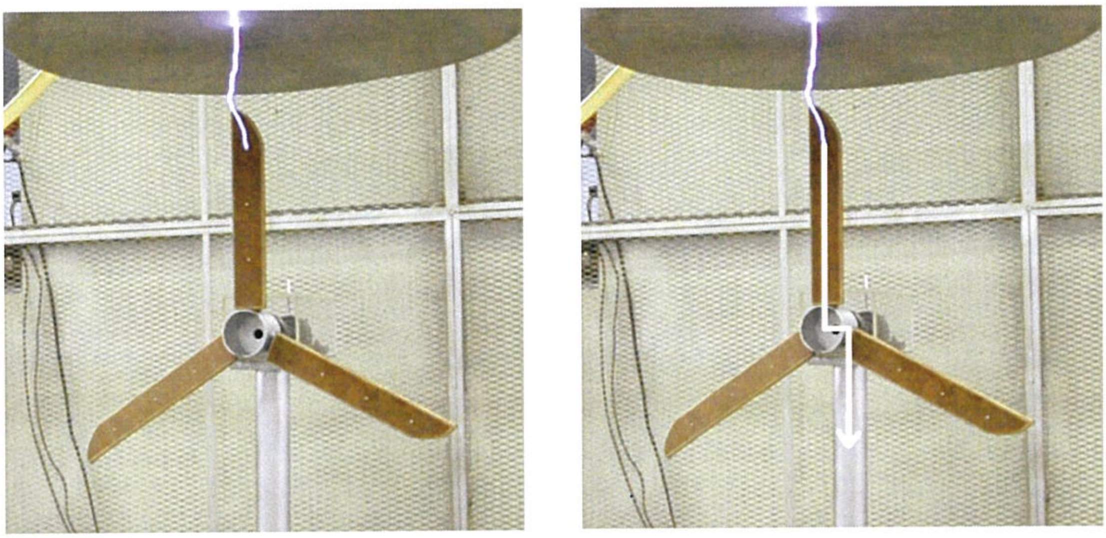
ครั้งที่เกิดเบรกดาวน์	ค่าแรงดันเบรกดาวน์เฉลี่ยตามระยะห่างระหว่างเมฆเทียมกับแบบจำลองกังหันลม (kV)					
	ติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า		ติดตั้งเส้นตัวนำรอบใบพัด		ติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย	
	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B
1	82.81	79.26	66.75	64.07	71.32	70.44
2	79.00	78.68	63.78	65.96	74.05	69.08
3	80.92	82.55	67.65	66.28	72.92	67.53
4	81.91	84.56	63.17	64.54	69.92	65.64
5	80.69	83.54	64.10	63.23	69.25	67.53
เฉลี่ย	81.06	81.72	65.09	64.82	71.49	68.05

ตารางที่ 4.3 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์ที่ระยะห่าง 15 cm

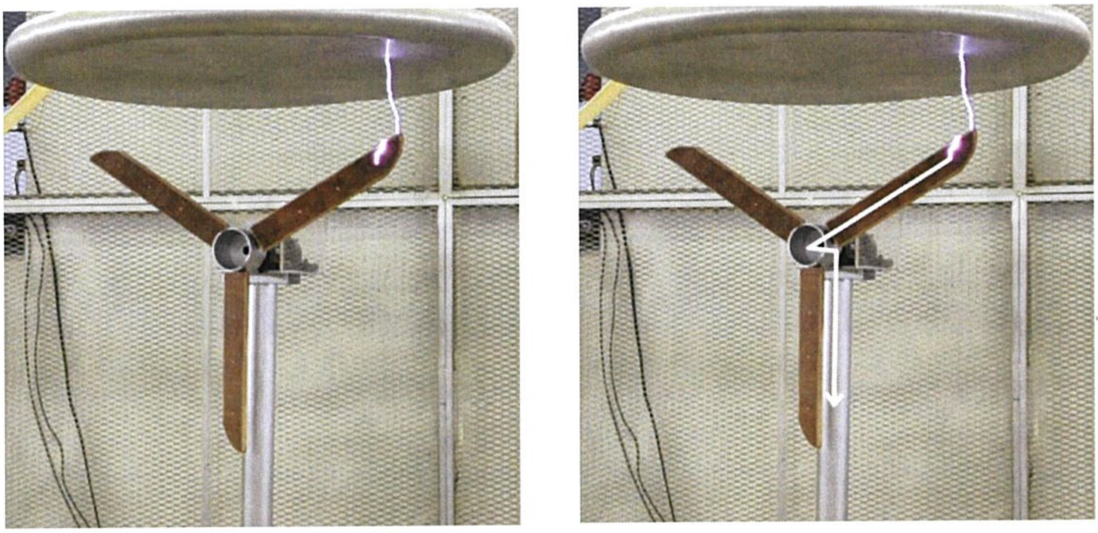
ครั้งที่เกิดเบรกดาวน์	ค่าแรงดันเบรกดาวน์เฉลี่ยตามระยะห่างระหว่างเมฆเทียมกับแบบจำลองกังหันลม (kV)					
	ติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า		ติดตั้งเส้นตัวนำรอบใบพัด		ติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย	
	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B
1	114.29	108.18	85.57	86.01	92.64	95.50
2	113.71	110.63	84.09	86.77	89.47	92.21
3	109.11	109.26	85.98	86.10	89.15	94.01
4	113.07	109.08	85.95	87.32	90.11	93.52
5	112.20	112.98	84.85	87.12	91.10	93.90
เฉลี่ย	112.48	110.03	85.29	86.66	90.50	93.83

ตารางที่ 4.4 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์ที่ระยะห่าง 20 cm

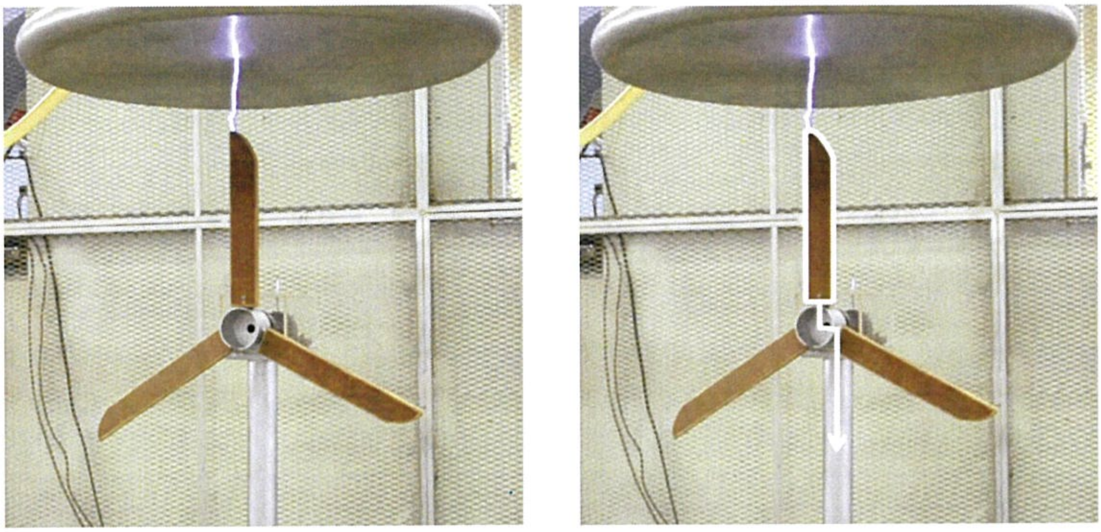
ครั้งที่เกิดเบรกดาวน์	ค่าแรงดันเบรกดาวน์เฉลี่ยตามระยะห่างระหว่างเมฆเทียมกับแบบจำลองกังหันลม (kV)					
	ติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า		ติดตั้งเส้นตัวนำรอบใบพัด		ติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย	
	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B
1	130.70	132.45	108.50	115.05	116.18	117.70
2	133.21	129.07	110.54	114.21	115.69	120.05
3	128.41	131.66	107.46	115.34	113.39	117.38
4	129.34	130.50	107.89	114.38	111.50	115.05
5	123.95	131.72	109.96	115.69	110.89	117.32
เฉลี่ย	129.12	131.08	108.87	114.93	113.53	117.50



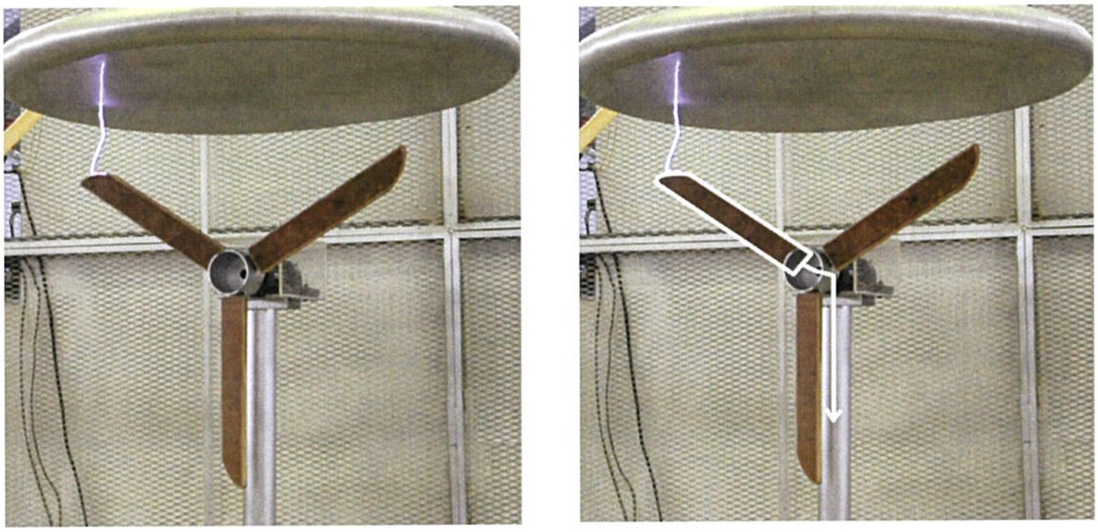
รูปที่ 4.15 การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า ระยะระหว่างอิเล็กโตรดกับใบพัด 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง A



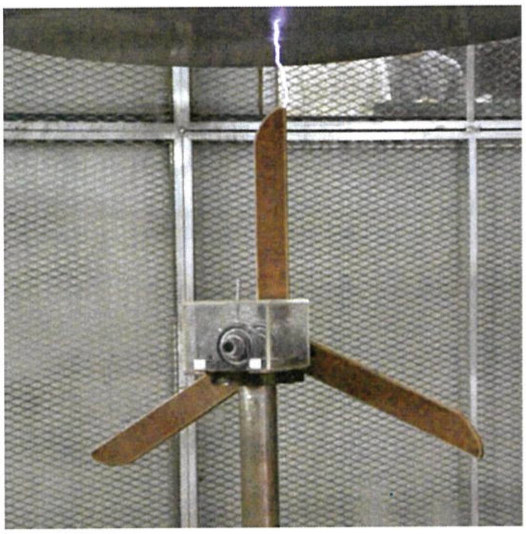
รูปที่ 4.16 การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า ระยะระหว่างอิเล็กโตรดกับใบพัด 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง B



รูปที่ 4.17 การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด ระยะระหว่างอิเล็กโตรดกับใบพัด 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง A



รูปที่ 4.18 การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด ระยะระหว่างอิเล็กโตรดกับใบพัด 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง B



รูปที่ 4.19 การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย ระยะระหว่างอิเล็กโตรดกับใบพัด 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง A

รูปที่ 4.20 การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย ระยะระหว่างอิเล็กโตรดกับใบพัด 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง B

จากการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันเบรกดาวน์ของอากาศกับกังหันลมที่ติดตั้งวิธีการป้องกันฟ้าผ่าที่แตกต่างกันพบว่า ใบพัดที่ติดตั้งตัวล่อฟ้าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด ใช้แรงดันเบรกดาวน์ต่ำที่สุด นั่นคือใบพัดที่ติดตั้งตัวล่อฟ้าวิธีนี้มีประสิทธิภาพในการสร้างสตรีมเมอร์ดีที่สุด ส่วนใบพัดที่ติดตั้งตัวล่อฟ้าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่าใช้แรงดันเบรกดาวน์สูงที่สุด นั่นคือใบพัดที่ติดตั้งตัวล่อฟ้าวิธีนี้มีประสิทธิภาพในการสร้างสตรีมเมอร์ได้น้อยที่สุด ที่เป็นเช่นนี้เนื่องจากตัวนำล่อฟ้าที่ใช้ในการสร้างสตรีมเมอร์อยู่ในตำแหน่งที่ไกลจากอิเล็กโตรดกว่าใบพัดที่ติดตั้งตัวล่อฟ้าวิธีอื่นๆ

4.6 การทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

การทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ของแบบจำลองกังหันลม มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาผลที่ได้จากการทดสอบว่าเป็นไปตามที่ออกแบบการป้องกันฟ้าผ่าไว้หรือไม่ โดยทำการจ่ายแรงดันทดสอบจากเครื่องกำเนิดแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ เพื่อให้อากาศเกิดการเบรกดาวน์แล้วผ่านไปยังตัวล่อฟ้าที่ติดตั้งบริเวณใบพัดของกังหันลมโดยบันทึกตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์

4.6.1 ขั้นตอนการทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

1. ทำการติดตั้งแบบจำลองกังหันลมใต้แผ่นอิเล็คโตรดขอบโค้งแบบโรกอฟสกี้ที่ระยะต่างๆ โดยทำการทดสอบที่ระยะ 10 cm, 15 cm และ 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง A และ ตำแหน่ง B
2. การทดสอบจะเริ่มจากจ่ายแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบไปยังแผ่นอิเล็คโตรดขอบโค้งแบบโรกอฟสกี้ ซึ่งจำลองเป็นเมฆเทียมจนกระทั่งอากาศเกิดการเบรกดาวน์ผ่านไปยังแบบจำลองกังหันลม จากนั้นบันทึกตำแหน่งที่เกิดการเบรกดาวน์ โดยทำการทดสอบที่ระยะ 10 cm, 15 cm และ 20 cm ระยะละ 5 ครั้ง

4.6.2 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

การทดสอบแบบจำลองกังหันลมโดยการจ่ายแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ กระทำภายใต้สภาวะแวดล้อมซึ่งมีค่าในช่วงดังนี้ ความดันบรรยากาศ 760-765 มิลลิเมตรปรอท ความชื้นสัมพัทธ์ 73-77 % อุณหภูมิ 30-32 องศาเซลเซียส ผลการทดลองแสดงดังตารางที่ 4.5-4.7

ตารางที่ 4.5 ผลการทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบที่ระยะห่าง 10 cm

ตำแหน่งที่เกิดการเบรกดาวน์	จำนวนครั้งที่อากาศเกิดการเบรกดาวน์ตามระยะห่างระหว่างเมฆเทียมกับแบบจำลองกังหันลม (ครั้ง)					
	ติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า		ติดตั้งเส้นตัวนำรอบใบพัด		ติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย	
	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B
ตัวนำล่อฟ้าบริเวณใบพัด	6	5	10	10	10	10
แท่งตัวนำล่อฟ้าบริเวณห้องเครื่อง	0	0	0	0	0	0
บริเวณอื่นๆ	4	5	0	0	0	0

ตารางที่ 4.6 ผลการทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบที่ระยะห่าง 15 cm

ตำแหน่งที่เกิดการเบรกดาวน์	จำนวนครั้งที่อากาศเกิดการเบรกดาวน์ตามระยะห่างระหว่างเมฆเทียมกับแบบจำลองกังหันลม (ครั้ง)					
	ติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า		ติดตั้งเส้นตัวนำรอบใบพัด		ติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย	
	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B
ตัวนำล่อฟ้าบริเวณใบพัด	8	7	10	10	10	10
แท่งตัวนำล่อฟ้าบริเวณห้องเครื่อง	0	0	0	0	0	0
บริเวณอื่นๆ	2	3	0	0	0	0

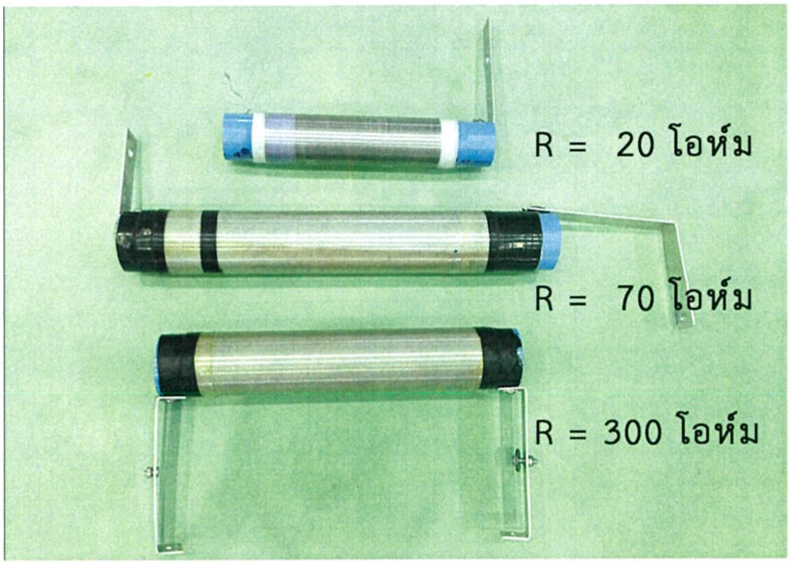
ตารางที่ 4.7 ผลการทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบที่ระยะห่าง 20 cm

ตำแหน่งที่เกิดการเบรกดาวน์	จำนวนครั้งที่อากาศเกิดการเบรกดาวน์ตามระยะห่างระหว่างเมฆเทียมกับแบบจำลองกังหันลม (ครั้ง)					
	ติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า		ติดตั้งเส้นตัวนำรอบใบพัด		ติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย	
	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B
ตัวนำล่อฟ้าบริเวณใบพัด	8	9	10	10	10	10
แท่งตัวนำล่อฟ้าบริเวณห้องเครื่อง	0	0	0	0	0	0
บริเวณอื่นๆ	2	1	0	0	0	0

จากการทดสอบจะเห็นได้ว่าแบบจำลองกังหันลมที่ใบพัดติดตั้งตัวล่อฟ้าทั้ง 3 แบบสามารถป้องกันการเกิดฟ้าผ่าได้ แต่ใบพัดที่ติดตั้งตัวล่อฟ้าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่าพบว่าบ่อยครั้งผ่าลงตัวใบพัดโดยไม่ผ่านตัวล่อฟ้าที่ติดตั้งไว้ โดยจากตารางที่ 4.4-4.7 พบว่าเกิดการเบรกดาวน์แค่เพียงที่บริเวณใบพัด ทั้งนี้เป็นเพราะตำแหน่งของใบพัดอยู่ใกล้อิเล็กโตรดมากกว่าแท่งตัวนำล่อฟ้าที่บริเวณห้องเครื่องและโครงสร้างอื่นๆ ของกังหันลม

4.7 การทดสอบแบบจำลองกังหันลมแบบต่อตัวต้านทานด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

การทดสอบแบบจำลองกังหันลมแบบต่อตัวต้านทานด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ มีวัตถุประสงค์เพื่อเปรียบเทียบอิทธิพลของความต้านทานดินกับความสามารถในการล่อฟ้าโดยสังเกตุจากแรงดันเบรกดาวน์



รูปที่ 4.21 ตัวต้านที่นำมาต่อใช้ในการทดสอบ

4.7.1 ขั้นตอนการทดสอบแบบจำลองกังหันลมแบบต่อตัวต้านทานด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

1. ทำการติดตั้งแบบจำลองกังหันลมใต้แผ่นอิเล็คโตรดขอบโค้งแบบโรกอฟสกี้ที่ระยะต่างๆ โดยทำการทดสอบที่ระยะ 10 cm, 15 cm และ 20 cm ที่ใบพัดอยู่ในตำแหน่ง A และ ตำแหน่ง B และติดตั้งตัวต้านทานขนาด 20 โอห์ม, 70 โอห์ม และ 300 โอห์ม ตามลำดับ

2. การทดสอบจะเริ่มจากจ่ายแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบไปยังแผ่นอิเล็คโตรดขอบโค้งแบบโรกอฟสกี้ ซึ่งจำลองเป็นเมฆเทียมจนกระทั่งอากาศเกิดการเบรกดาวน์ผ่านไปยังแบบจำลองกังหันลม จากนั้นบันทึกแรงดันเบรกดาวน์ โดยทำการทดสอบที่ระยะ 10 cm, 15 cm และ 20 cm ระยะละ 5 ครั้ง จากนั้นทำการหาค่าแรงดันเบรกดาวน์เฉลี่ย

4.7.2 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมแบบต่อตัวต้านทานด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

การทดสอบแบบจำลองกังหันลมโดยการจ่ายแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ กระทำภายใต้สภาวะแวดล้อมซึ่งมีค่าในช่วงดังนี้ ความดันบรรยากาศ 760-765 มิลลิเมตรปรอท ความชื้นสัมพัทธ์ 73-77 % อุณหภูมิ 28-32 องศาเซลเซียส ผลการทดลองแสดงดังตารางที่ 4.8-4.10

ตารางที่ 4.8 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์เมื่อต่อ R = 20 โอห์ม ที่ระยะห่าง 20 cm

ครั้งที่เกิดเบรกดาวน์	ค่าแรงดันเบรกดาวน์เฉลี่ยตามระยะห่างระหว่างเมฆเทียมกับแบบจำลองกังหันลม (kV)					
	ติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า		ติดตั้งเส้นตัวนำรอบใบพัด		ติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย	
	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B
1	132.42	135.94	111.94	114.09	117.55	118.19
2	135.50	135.85	112.46	113.83	120.49	114.99
3	131.98	135.24	111.88	114.44	118.40	116.94
4	132.04	135.01	112.20	113.10	113.86	114.18
5	130.70	135.30	110.36	113.83	120.14	117.29
เฉลี่ย	132.53	135.47	111.77	113.86	118.09	116.32

ตารางที่ 4.9 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์เมื่อต่อ R = 70 โอห์ม ที่ระยะห่าง 20 cm

ครั้งที่เกิดเบรกดาวน์	ค่าแรงดันเบรกดาวน์เฉลี่ยตามระยะห่างระหว่างเมฆเทียมกับแบบจำลองกังหันลม (kV)					
	ติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า		ติดตั้งเส้นตัวนำรอบใบพัด		ติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย	
	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B
1	135.50	137.13	111.62	113.89	123.40	119.41
2	136.20	137.83	111.47	114.96	121.74	119.09
3	136.38	136.96	112.84	114.03	118.28	119.36
4	137.77	132.83	111.35	114.38	121.33	119.82
5	136.17	133.73	112.37	114.26	118.48	118.83
เฉลี่ย	136.41	135.70	111.93	114.30	120.65	119.30

ตารางที่ 4.10 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์เมื่อต่อ R = 300 โอห์ม ที่ระยะห่าง 20 cm

ครั้งที่เกิดเบรกดาวน์	ค่าแรงดันเบรกดาวน์เฉลี่ยตามระยะห่างระหว่างเมฆเทียมกับแบบจำลองกังหันลม (kV)					
	ติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า		ติดตั้งเส้นตัวนำรอบใบพัด		ติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย	
	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B	ตำแหน่ง A	ตำแหน่ง B
1	129.42	134.22	111.33	116.21	126.28	119.91
2	137.02	134.84	112.69	116.88	125.64	118.48
3	135.68	133.96	111.50	116.13	122.53	126.14
4	139.08	134.52	111.70	116.45	123.31	115.69
5	136.03	134.84	110.71	116.82	120.08	120.64
เฉลี่ย	135.45	134.47	111.59	116.50	123.57	120.17

จากการทดสอบเมื่อจำลองผลของตัวต้านทานดินโดยใช้ตัวต้านทานมาต่อหลังตัวนำลงดินของแบบจำลองกังหันลม ตามตารางที่ 4.8-4.10 พบว่าโดยส่วนมาก เมื่อความต้านทานมากขึ้น จะใช้ค่าแรงดันในการเบรกดาวน์ผ่านอากาศมากขึ้นตาม แต่แรงดันที่เปลี่ยนแปลงไปนั้นมีค่าเพียงเล็กน้อย ไม่ได้เพิ่มขึ้นอย่างเห็นได้ชัด

บทที่ 5
สรุปผลการทดลอง

5.1 สรุปผลการดำเนินงาน

แบบจำลองกังหันลมที่ใช้ในการทดสอบมีใบพัดที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าทั้งหมด 3 ลักษณะ ดังนี้

1. ใบพัดที่ติดตั้งล่อฟ้าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า
2. ใบพัดที่ติดตั้งล่อฟ้าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด
3. ใบพัดที่ติดตั้งล่อฟ้าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย

การทดสอบแบบจำลองกังหันลมสามารถสรุปผลได้ดังนี้

- การทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ เพื่อหาความสามารถในการล่อฟ้าของใบพัดแต่ละแบบในกังหันลม โดยการหาค่าแรงดันเบรกดาวน์ผ่านอากาศ ยิ่งแรงดันเบรกดาวน์มีค่าน้อยแสดงว่ามีความสามารถในการล่อฟ้าดี โดยผลการทดลองพบว่าใบพัดที่ใช้วิธีติดตั้งตัวล่อฟ้าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัดใช้แรงดันเบรกดาวน์น้อยที่สุดทั้งในตำแหน่ง A และตำแหน่ง B ที่เป็นเช่นนี้เพราะลักษณะการติดตั้งตัวนำล่อฟ้ามีความครอบคลุมมากที่สุด
- การทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ เพื่อศึกษาผลที่ได้จากการทดสอบว่าเป็นไปตามที่ออกแบบการป้องกันฟ้าผ่าไว้หรือไม่ โดยสังเกตุตำแหน่งที่เกิดการเบรกดาวน์ พบว่าการติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าของใบพัดทั้ง 3 ลักษณะ สามารถป้องกันฟ้าผ่าได้จริง
- การทดสอบแบบจำลองกังหันลมแบบต่อตัวต้านทานด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบเพื่อเปรียบเทียบอิทธิพลของความต้านทานดินกับความสามารถในการล่อฟ้า โดยสังเกตุจากแรงดันเบรกดาวน์และนำมาเปรียบเทียบกับผลการทดสอบแบบไม่ต่อตัวต้านทาน ผลการทดลองพบว่าความต้านทานดินที่ต่อหลังตัวนำลงดินมีผลเพียงเล็กน้อยต่อค่าแรงดันเบรกดาวน์ผ่านอากาศของตัวนำล่อฟ้ากับอิเล็กโตรด โดยแรงดันเบรกดาวน์จะมากขึ้นเมื่อความต้านทานดินมีค่าสูงขึ้น

ดังนั้นในการออกแบบใช้งานจริงอาจมีแนวโน้มที่จะใช้ใบพัดที่ใช้วิธีติดตั้งตัวล่อฟ้าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัดเพราะสามารถป้องกันฟ้าผ่าได้ดีที่สุด

5.2 ปัญหาและข้อเสนอแนะ

1. เนื่องจากในการทดสอบไม่สามารถควบคุมอุณหภูมิและความชื้นได้ ทำให้ผลการทดสอบที่ได้อาจมีความคลาดเคลื่อน ดังนั้นห้องทดสอบควรจะเป็นห้องที่สามารถปรับอุณหภูมิและความชื้นได้ เพื่อที่จะได้ผลการทดลองที่ถูกต้องและแม่นยำเหมือนกันทั้งหมด
2. เนื่องจากใบพัดของกังหันลมที่ใช้ในงานจริงมีรูปร่างที่ซับซ้อนจึงไม่สามารถออกแบบและประกอบสร้างใบพัดของแบบจำลองกังหันลมให้มีลักษณะเหมือนของจริงได้

เอกสารอ้างอิง

[1] สำรวย สังข์สะอาด, **วิศวกรรมไฟฟ้าแรงสูง**, พิมพ์ครั้งที่ 3, กรุงเทพ, สนพ. จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2549.

[2] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานกระทรวงพลังงาน, ม.ป.ป., สารานุกรมพลังงานทดแทน, (ออนไลน์), แหล่งที่มา: http://webkc.dede.go.th/testmax/node/1326 (20 สิงหาคม 2558)

[3] มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี และกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุกรักษ์พลังงานกระทรวงพลังงาน, ม.ป.ป., โครงการศึกษา วิจัย พัฒนา สาธิตต้นแบบเทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้าความเร็วลมต่ำ, (ออนไลน์), แหล่งที่มา: http://e-lib.dede.go.th/mm-data/Bib12209-ฉบับสมบูรณ์.pdf (22 สิงหาคม 2558)

[4] IEC 61400-24, **Wind turbines**, Part 24, Lightning protection. 2010-06

[5] IEC 62305-3, **Protection against lightning**, Part 3, Physical damage to structures and life hazard, 2010-12

[6] ชวลิต ตันศิริยากุล และ คณะ, “การออกแบบและวิเคราะห์แท่งตัวนำล่อฟ้า Design and analysis air terminal,” **ปริญญานิพนธ์** ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง, ปี 2551.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก
บทความวิชาการ

การศึกษาระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม

The studying of lightning protection for wind turbine

วรเมธ ชัยอาชาวงษ์ วรากร พุทธานนท์ วัลลภ เศษสูงเนิน และวิชุนารถ เล้าอติมาน
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
1 ซอย ฉลองกรุง 1 ลาดกระบัง กรุงเทพมหานคร 10520 โทรศัพท์ 02-329-8000 ต่อ 3925 E-Mail: lightningwindturbine@gmail.com

บทคัดย่อ

กังหันลมเป็นพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า เป็นสิ่งปลูกสร้างที่มีความสูงมากกว่าสิ่งปลูกสร้างอื่นๆ จึงมีความเสี่ยงสูงต่อการถูกฟ้าผ่า บทความฉบับนี้จึงทำการศึกษาประสิทธิภาพการป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลมและผลของตำแหน่งการติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่าที่แตกต่างกัน โดยออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่าภายนอกอ้างอิงตามมาตราฐาน IEC 61400-24 โดยในส่วนของตัวนำล่อฟ้าบริเวณใบพัดมีการออกแบบทั้งหมด 3 วิธี คือ แบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า (แบบ A) แบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด (แบบ B) และแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย (แบบ C) จากนั้นทำการทดสอบระบบการป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลมที่ออกแบบ โดยใช้แรงดันกระแสตรงขั้วลบเพื่อสังเกตผลของสตรีมเมอร์ และสังเกตจุดที่เกิดการเบรกดาวน์ ผลการทดสอบสามารถสรุปได้ว่า ใบพัดแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัดมีประสิทธิภาพในการป้องกันฟ้าผ่าสูงสุด และใบพัดแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่ามีประสิทธิภาพในการป้องกันฟ้าผ่าต่ำสุดเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการป้องกันฟ้าผ่าแบบอื่นๆ

คำสำคัญ ฟ้าผ่า, การป้องกันฟ้าผ่า, กังหันลม, สตรีมเมอร์, ตัวนำล่อฟ้า

Abstract

Wind turbine is a renewable source for electrical generation. It is one of higher constructions compared with normal buildings. Therefore, it has a high chance to get struck by lightning. This research investigated efficiency of lightning protection types for wind turbine and the effect of position of lightning protection installation. The design of lighting protection for wind turbine types was referred to IEC 61400-24 . The design of lightning conductor had 3 different forms which were: receptor installation (Type A), copper line conductor around the propellers installation (Type B) and conductor in lattice form installation (Type C). Then, each type of lightning protections was verified by DC voltage testing experiment to observe the streamer and the breakdown points. It was found that copper line conductor around the propellers installation provided the best efficiency for lightning protection of wind turbine while receptor installation provided the lowest efficiency compared with others.

Keyword Lightning, Lightning protection, Wind turbine, Streamer, Air terminal

1. บทนำ

ปัจจุบันพลังงานลมเป็นหนึ่งในพลังงานทางเลือกที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีการเติบโตอย่างรวดเร็ว โดยส่วนมากกังหันลมผลิตกระแสไฟฟ้าจะตั้งอยู่บริเวณที่ราบสูงและบริเวณแนวภูเขา ความสูงจากฐานเสาถึงปลายใบพัดของกังหันลมมีหลากหลายขนาดซึ่งสูงกว่าสิ่งปลูกสร้างอื่นๆ ในบริเวณโดยรอบ จึงมีความเสี่ยงสูงที่จะได้รับผลกระทบของฟ้าผ่า ทำให้เกิดการชำรุดเสียหายต้องทำการซ่อมบำรุงก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายเป็นจำนวนมาก ส่งผลให้พลังงานไฟฟ้าอาจไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ ดังนั้นการศึกษาระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลมจึงมีความสำคัญเป็นอย่างมาก

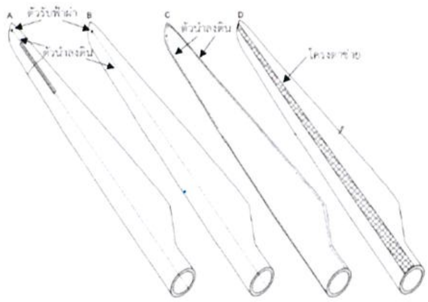
2. ระบบป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม

การออกแบบระบบป้องกันฟ้าผ่าสำหรับกังหันลมเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 62305-3 [2] ยกเว้นในส่วนของใบพัดระบบป้องกันฟ้าออกแบบตามมาตรฐาน IEC 61400-24

รูปที่ 1 ภาพรวมการป้องกันฟ้าผ่าของกังหันลม

2.1 ระบบตัวนำล่อฟ้า

การออกแบบการป้องกันฟ้าผ่าตามมาตรฐาน IEC 61400-24 [1] ใบพัดมีการติดตั้งระบบตัวนำล่อฟ้าไว้ 3 แบบ ได้แก่ แบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า แบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด และแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย ดังรูปที่ 2



รูปที่ 2 รูปแบบการติดตั้งตัวนำล่อฟ้าของใบพัดกังหันลม

ในส่วนของห้องเครื่องและเสา โดยส่วนมากทำจากวัสดุที่เป็นเป็นกรงฟาราเดย์และอาจมีการติดร็อดเพื่อป้องกันส่วนตัวรับลมที่บริเวณเหนือห้องเครื่อง

2.2 ระบบตัวนำลงดิน

ใบพัด โครงสร้างของเสาและห้องเครื่องที่ทำมาจากวัสดุโลหะ นอกจากมีหน้าที่เป็นของระบบตัวนำล่อฟ้าแล้วยังมีหน้าที่เป็นระบบตัวนำลงดินอีกด้วย เพื่อกระจายกระแสฟ้าผ่าที่ได้รับจากระบบตัวนำล่อฟ้า ไปยังสู่ระบบรากสายดินต่อไป

2.3 ระบบรากสายดิน

ระบบรากสายดินของกังหันลม มีด้วยกันอยู่ 2 ประเภท ดังนี้

1.แบบ A แท่งตัวนำแบบแนวตั้งหรือแนวนอนถูกเชื่อมต่อกับตัวนำลงดินติดตั้งภายนอกโครงสร้าง โดยมีตัวนำลงดินไม่น้อยกว่า 2 ชุด การจัดการระบบรากสายดินแบบนี้ไม่นิยมใช้กับกังหันลม

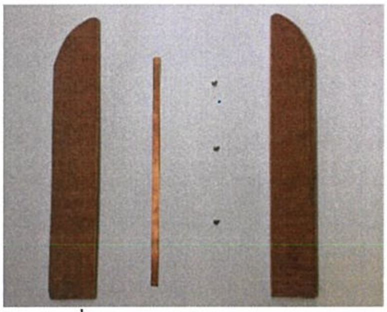
2.แบบ B แท่งตัวนำแบบวงแหวนติดตั้งพื้นที่รอบนอกโครงสร้างและหน้าสัมผัสกับดินอย่างน้อย 80% ของความยาวโดยรวม ตัวนำแบบวงแหวนและโลหะที่ส่วนฐานจะถูกต่อกับโครงสร้างของเสากังหันลม การจัดการระบบรากสายดินแบบนี้นิยมใช้กับกังหันลม

3. การออกแบบและประกอบสร้างระบบป้องกันฟ้าผ่า

3.1 ใบพัด

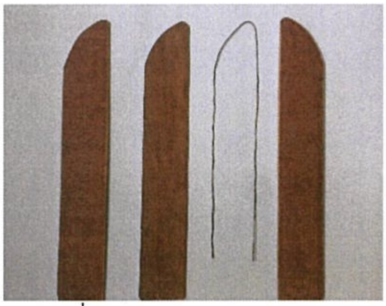
ออกแบบตาม IEC 61400-24 ซึ่งมีการการป้องกันฟ้าผ่าของใบพัดกังหันลม 3 แบบ ดังนี้

แบบ A ติดตั้งตัวนำลงดินที่ส่วนกลางของใบพัด และติดตั้งตัวรับฟ้าผ่าที่ปลายของใบพัด ใช้แผ่นทองแดงแทนตัวนำลงดินในส่วนกลางของใบพัด และใช้น็อตแทนตัวรับฟ้าผ่า ดังรูปที่ 3



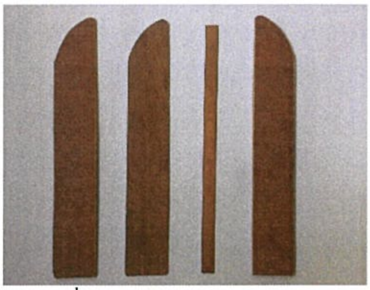
รูปที่ 3 ส่วนประกอบใบพัดแบบ A

แบบ B ติดตั้งตัวนำล่อฟ้าบริเวณขอบใบพัด ประกอบสร้างโดยใช้ลวดทองแดงขนาด 2.5 ตร.มม. แทนตัวลำล่อฟ้า ติดตั้งโดยรอบใบพัด ดังรูปที่ 4



รูปที่ 4 ส่วนประกอบใบพัดแบบ B

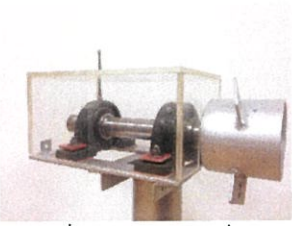
แบบ C ติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่ายบนผิวใบพัด ประกอบสร้างโดยใช้ทองแดงแผ่นขนาด 3x25 ตร.มม. ติดตั้งไว้ด้านในของใบพัดจนถึงปลายของใบพัด แทนตัวนำล่อฟ้า ดังรูปที่ 5



รูปที่ 5 ส่วนประกอบใบพัดแบบ C

3.2 ห้องเครื่อง

เนื่องจากห้องเครื่องที่ออกแบบไม่ได้ทำมาจากวัสดุประเภทโลหะ จึงใช้แท่งตัวนำเป็นตัวล่อฟ้า ป้องกันห้องเครื่อง ดังรูปที่ 6



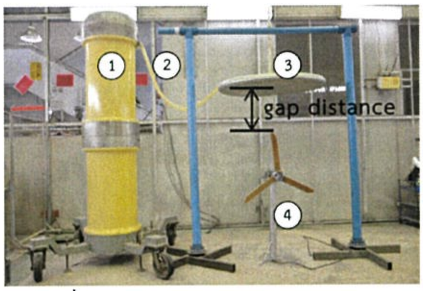
รูปที่ 6 ภาพรวมห้องเครื่อง

3.3 ระบบตัวนำลงดิน

ใช้สายทองแดงขนาด 35 ตร.มม. เนื่องจากในการทดลองพลังงานขณะเกิดการเบรคดาวน์มีค่าไม่สูงมากเมื่อเทียบกับพลังงานในการรับกระแสขณะเกิดฟ้าผ่าจากฟ้าผ่าจริง จึงลดขนาดสายของตัวนำลงดินจากมาตรฐาน IEC 62305-3

4. การทดสอบและผลการทดสอบ

4.1 การทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ



รูปที่ 7 วงจรทดสอบแบบจำลองกังหันลม
ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

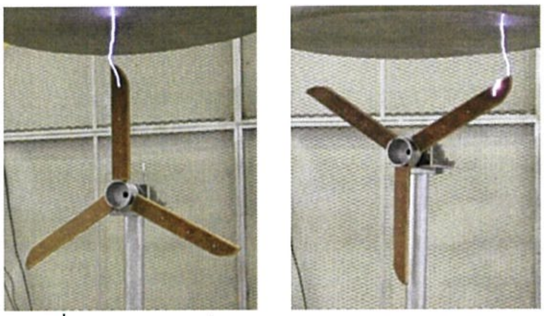
1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบขนาด 600 kV
2) ตัวต้านทานน้ำจำกัดกระแส
3) แผ่นอิเล็คโตรดขอบโค้งแบบโรกอฟสกี้ (เมฆเทียม)
4) แบบจำลองกังหันลมที่ใช้ทดสอบ

การทดสอบแบบจำลองกังหันลม เพื่อหาความสามารถในการล่อฟ้า ที่ระยะแกปต่าง ทำการทดสอบจากวงจรแสดงดังรูปที่ 7 ผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 1

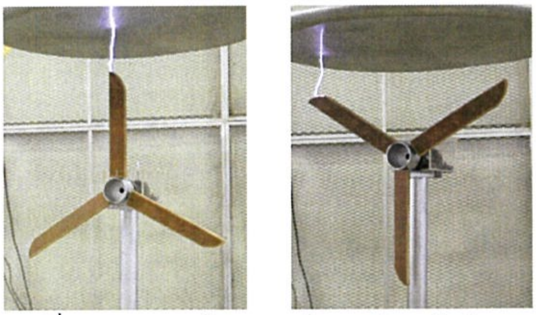
ตารางที่ 1 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

ระยะแกป	ค่าแรงดันเบรกดาวน์เฉลี่ยตามระยะห่างระหว่างเมฆเทียมกับแบบจำลองกังหันลม (kV)					
	ใบพัดแบบ A		ใบพัดแบบ B		ใบพัดแบบ C	
	0 °	60°	0 °	60 °	0 °	60 °
10	81	81.7	65.1	64.8	71.5	68.1
15	112.5	110	85.3	86.7	90.5	93.8
20	129.1	131.1	108.9	114.9	113.5	117.5

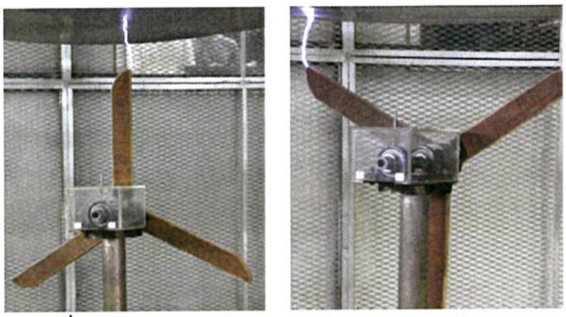
ผลการทดสอบพบว่าใบพัดที่ติดตั้งตัวล่อฟ้าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด ใช้แรงดันเบรกดาวน์ต่ำที่สุด นั่นคือใบพัดที่ติดตั้งตัวล่อฟ้าวิธีนี้มีประสิทธิภาพในการสร้างสตรีมเมอร์ดีที่สุด ส่วนใบพัดที่ติดตั้งตัวล่อฟ้าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่าใช้แรงดันเบรกดาวน์สูงที่สุด นั่นคือใบพัดที่ติดตั้งตัวล่อฟ้าวิธีนี้มีประสิทธิภาพในการสร้างสตรีมเมอร์ได้น้อยที่สุด



รูปที่ 8 การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม
ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า



รูปที่ 9 การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม
ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด



รูปที่ 10 การเบรกดาวน์ของอากาศผ่านแบบจำลองกังหันลม ที่ติดตั้งการป้องกันฟ้าผ่าแบบติดตั้งตัวนำแบบโครงตาข่าย

4.3 การทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

การทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ของแบบจำลองกังหันลม เพื่อศึกษาผลที่ได้จากการทดสอบว่าเป็นไปตามที่ออกแบบการป้องกันฟ้าผ่าไว้หรือไม่ ใช้วงจรในการทดสอบเช่นเดียวกับหัวข้อ 4.1 ผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ผลการทดสอบเปรียบเทียบตำแหน่งการเกิดเบรกดาวน์ด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบที่ระยะห่าง 20 cm

ตำแหน่งที่เกิดการเบรกดาวน์	ค่าแรงดันเบรกดาวน์เฉลี่ยตามระยะห่างระหว่างเมฆเทียมกับแบบจำลองกังหันลม (kV)					
	ใบพัดแบบ A		ใบพัดแบบ B		ใบพัดแบบ C	
	0 °	60°	0 °	60 °	0 °	60 °
ตำแหน่ง 1	8	9	10	10	10	10
ตำแหน่ง 2	0	0	0	0	0	0
ตำแหน่ง 3	2	1	0	0	0	0

*หมายเหตุ ตำแหน่ง 1 = ตัวนำล่อฟ้าบริเวณใบพัด
ตำแหน่ง 2 = แท่งตัวนำล่อฟ้าบริเวณห้องเครื่อง
ตำแหน่ง 3 = บริเวณอื่นๆ

ผลการทดสอบพบว่าแบบจำลองกังหันลมที่ใบพัดติดตั้งล่อฟ้าทั้ง 3 แบบสามารถป้องกันการเกิดฟ้าผ่าได้ แต่ใบพัดที่ติดตั้งตัวล่อฟ้าแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่าพบว่าบ่อยครั้งผ่าลงตัวใบพัดโดยไม่ผ่านตัวล่อฟ้าที่ติดตั้งไว้

4.4 การทดสอบแบบจำลองกังหันลมแบบต่อตัวต้านทานด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบ

การทดสอบแบบจำลองกังหันลมแบบต่อตัวต้านทานเพื่อเปรียบเทียบอิทธิพลของความต้านทานดินกับความสามารถในการล่อฟ้า ใช้วงจรในการทดสอบเช่นเดียวกับหัวข้อ 4.1 ผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ผลการทดสอบแบบจำลองกังหันลมด้วยแรงดันสูงกระแสตรงขั้วลบโดยบันทึกแรงดันเบรกดาวน์เมื่อต่อ R = 0, 20, 70, 300 โอห์ม ที่ระยะห่าง 20 cm

ความต้านทาน (โอห์ม)	ค่าแรงดันเบรกดาวน์เฉลี่ยตามระยะห่างระหว่างเมฆเทียมกับแบบจำลองกังหันลม (kV)					
	ใบพัดแบบ A		ใบพัดแบบ B		ใบพัดแบบ C	
	0 °	60°	0 °	60 °	0 °	60 °
0	129.1	131.1	108.9	114.9	113.5	117.5
20	132.5	135.5	111.8	113.9	118.1	116.3
70	136.4	135.7	111.9	114.3	120.7	119.3
300	135.5	134.5	111.6	116.5	123.6	120.2

ผลการทดสอบพบว่าโดยส่วนมาก เมื่อความต้านทานมากขึ้นจะใช้ค่าแรงดันในการเบรกดาวน์ผ่านอากาศมากขึ้นตาม แต่แรงดันที่เปลี่ยนแปลงไปนั้นมีค่าเพียงเล็กน้อยไม่ได้เพิ่มขึ้นอย่างเห็นได้ชัด

5. สรุปผลการทดสอบ

จากการทดลองแบบจำลองกังหันลมที่ติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่าของใบพัดตาม IEC61400-24 และโครงสร้างอื่นๆ ตาม IEC62305-3 พบว่าใบพัดทั้งแบบติดตั้งตัวรับฟ้าผ่า แบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด และแบบโครงตาข่าย สามารถป้องกันฟ้าผ่าได้ โดยใบพัดแบบติดตั้งเส้นตัวนำทองแดงรอบใบพัด มีประสิทธิภาพในการป้องกันฟ้าผ่ามากที่สุด เมื่อเทียบกับวิธีการป้องกันฟ้าผ่าแบบอื่นๆ เพราะมีความสามารถในการสร้างสตรีมเมอร์ได้ดีกว่าแบบอื่นๆ และต้องการแรงดันเบรกดาวน์น้อยที่สุด

6. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ รศ.ดร.นรเศรษฐ พัฒนเดช, ผศ.ดร.พีรวุฒิ ยุทธโกวิท , รศ.ดร.มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์ อาจารย์ที่ปรึกษา คุณปุณยวีร์ ฉายศิริ พี่ๆ ปริญญาโทและปริญญาเอก ห้องปฏิบัติการไฟฟ้าแรงสูงทุกคนที่ได้ให้การช่วยเหลือในด้านความรู้ทั้งทางทฤษฎีและทางปฏิบัติ ในการทำโครงการนี้ให้ผ่านพ้นไปได้ด้วยดี

7. เอกสารอ้างอิง

- IEC 61400-24, **Wind turbines**, Part 24, Lightning protection. 2010.
- IEC 62305-3, **Protection against lightning**, Part 3, Physical damage to structures and life hazard, 2010.
- ชวลิต ตันศิริยากุล และ คณะ, "การออกแบบและวิเคราะห์แท่งตัวนำล่อฟ้า Design and analysis air terminal," **ปริญญานิพนธ์** ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง, ปี 2551.

ภาคผนวก ข

มาตรฐาน IEC 62305, Edition 2.0 – 2010

Protection against lightning

Part 3: Physical damage to structures and life hazard

IEC 62305-3

Edition 2.0 2010-12

INTERNATIONAL STANDARD

colour inside

Protection against lightning –
Part 3: Physical damage to structures and life hazard

elements shall be specified by the designer or installer, in cooperation with the builder and the civil engineer.

For structures utilizing steel-reinforced concrete (including pre-cast, pre-stressed reinforced units), the electrical continuity of the reinforcing bars shall be determined by electrical testing between the uppermost part and ground level. The overall electrical resistance should not be greater than 0,2 W, measured using test equipment suitable for this purpose. If this value is not achieved, or it is not practical to conduct such testing, the reinforcing steel shall not be used as a natural down-conductor as discussed in 5.3.5. In this case it is recommended that an external down-conductor system be installed. In the case of structures of pre-cast reinforced concrete, the electrical continuity of the reinforcing steel shall be established between individual adjacent pre-cast concrete units.

NOTE 1 For further information on the c ontinuity of steelwork in reinforc ed concrete structures, see Annex E.

NOTE 2 In several countries, the us e of reinforced concrete as a part of the LPS is not allowed.

NOTE 3 Clamps to establish the continuity of steelwork in reinforc ed concrete should comply with the future IEC 62561-1.

5 External lightning protection system

5.1 General

5.1.1 Application of an external LPS

The external LPS is intended to intercept direct lightning flashes to the structure, including flashes to the side of the structure, and conduct the lightning current from the point of strike to ground. The external LPS is also intended to disperse this current into the earth without causing thermal or mechanical damage, or dangerous sparking which may trigger fire or explosions.

5.1.2 Choice of external LPS

In most cases, the external LPS may be attached to the structure to be protected.

An isolated external LPS should be considered when the thermal and explosive effects at the point of strike, or on the conductors carrying the lightning current, may cause damage to the structure or to the contents (see Annex E). Typical examples include structures with combustible covering, structures with combustible walls and areas at risk of explosion and fire.

NOTE The use of an isolated LPS may be convenient where it is predicted that changes in the structure, its contents or its use will require modifications to the LPS.

An isolated external LPS may also be considered when the susceptibility of the contents warrants the reduction of the radiated electromagnetic field associated with the lightning current pulse in the down-conductor.

5.1.3 Use of natural components

Natural components made of conductive materials, which will always remain in/on the structure and will not be modified (e.g. interconnected steel-reinforcement, metal framework of the structure, etc.) may be used as parts of an LPS.

Other natural components can only be considered as being additional to an LPS.

NOTE For further information, see Annex E.

5.2 Air-termination systems

5.2.1 General

The probability of structure penetration by a lightning current is considerably decreased by the presence of a properly designed air-termination system.

Air-termination systems can be composed of any combination of the following elements:

a) rods (including free-standing masts);
b) catenary wires;
c) meshed conductors.

To conform to this standard, all types of air-termination systems shall be positioned in accordance with 5.2.2, 5.2.3 and Annex A. All types of air terminals shall comply in full with this standard.

For all types of air terminals only the real physical dimensions of the metal air-termination systems shall be used for the determination of the volume protected.

The individual air-termination rods should be connected together at roof level to ensure current division.

Radioactive air terminals are not allowed.

5.2.2 Positioning

Air-termination components installed on a structure shall be located at corners, exposed points and edges (especially on the upper level of any facades) in accordance with one or more of the following methods.

Acceptable methods to be used in determining the position of the air-termination system include:

– the protection angle method;
– the rolling sphere method;
– the mesh method.

The rolling sphere method is suitable in all cases.

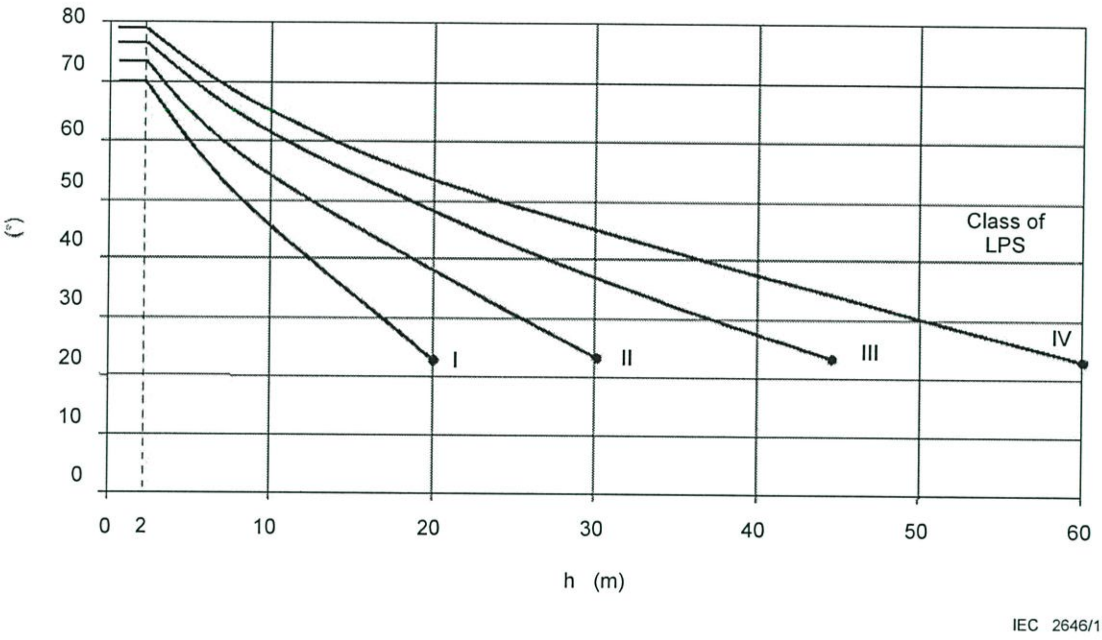
The protection angle method is suitable for simple-shaped buildings but it is subject to limits of air-termination height indicated in Table 2.

The mesh method is a suitable form of protection where plane surfaces are to be protected.

The values for the protection angle, rolling sphere radius and mesh size for each class of LPS are given in Table 2 and Figure 1. Detailed information on the positioning of the air-termination system is given in Annex A.

Table 2 – Maximum values of rolling sphere radius, mesh size and protection angle corresponding to the class of LPS

Class of LPS	Protection method		
	Rolling sphere radius r m	Mesh size w_m m	Protection angle a°
I	20	5 ´ 5	See Figure 1 below
II	30	10 ´ 10	
III	45	15 ´ 15	
IV	60	20 ´ 20	



NOTE 1 Not applicable beyond the values marked with ·. Only rolling sphere and mesh methods apply in thes e cases.

NOTE 2 h is the height of air-termination above the ref erence plane of the area to be protected.

NOTE 3 The angle will not change for values of h below 2 m.

Figure 1 – Protection angle corresponding to the class of LPS

5.2.3 Air-terminations against flashes to the side of tall structures

5.2.3.1 Structures less than 60 m tall

Research indicates that the probability of low amplitude strikes to the vertical side of a structure of less than 60 m in height are low enough that they need not be considered. Roofs and horizontal protrusions shall be protected in accordance with the class of LPS determined by the risk calculations of IEC 62305-2.

5.2.3.2 Structures 60 m in height or more

On structures taller than 60 m, flashes to the side may occur, especially to points, corners and edges of surfaces.

NOTE 1 In general the risk due to these flashes is low because only a few per cent of all flashes to tall structures will be to the side and moreover their parameters are significantly lower than those of flashes to the top of structures. However, electrical and electronic equipment on walls outside structures may be destroyed even by lightning flashes with low current peak values.

An air-termination system shall be installed to protect the upper part of tall structures (i.e. typically the topmost 20 % of the height of the structure as far as this part exceeds 60 m in height) and the equipment installed on it (see Annex A).

The rules for positioning the air-termination systems on these upper parts of a structure shall meet at least the requirements for LPL IV with emphasis on the location of air-termination devices on corners, edges, and significant protrusions (such as balconies, viewing platforms, etc.).

The air-termination requirement for the side of a tall structure may be satisfied by the presence of external metallic materials such as metal cladding or metallic curtain walls provided they meet the minimum size requirements of Table 3. The air-termination requirement may also include the use of external down-conductors located on the vertical edges of the structure when not provided by natural external metallic conductors.

The installed or naturally occurring air-terminations meeting these requirements may utilize installed down-conductors or be suitably interconnected with natural down-conductors such as the steel frame of the structure or the metal of electrically-continuous reinforced concrete meeting the requirements of 5.3.5.

NOTE 2 Use of suitable earth-termination and natural down-conductors is encouraged.

5.2.4 Construction

Air-terminations of an LPS not isolated from the structure to be protected may be installed as follows:

– if the roof is made of non-combustible material the air-termination conductors may be positioned on the surface of the roof;
– if the roof is made of readily-combustible material, due care needs to be taken with regard to the distance between the air-termination conductors and the material. For thatched roofs, where no steel bars are used for mounting of the reed, a distance of at least 0,15 m is adequate. For other combustible materials a distance not lower than 0,10 m is considered adequate;
– easily-combustible parts of the structure to be protected shall not remain in direct contact with the components of an external LPS and shall not remain directly under any metallic roofing membrane that might be punctured by a lightning flash (see 5.2.5).

Account shall also be taken of less combustible membranes such as wooden sheets.

NOTE If it is likely that water may accumulate on a flat roof, air-terminations should be installed above the highest probable water level.

5.2.5 Natural components

The following parts of a structure should be considered and may be used as natural air-termination components and part of an LPS in accordance with 5.1.3.

a) Metal sheets covering the structure to be protected provided that
   – the electrical continuity between the various parts is made durable (e.g. by means of brazing, welding, crimping, seaming, screwing or bolting),
   – the thickness of the metal sheet is not less than the value t' given in Table 3 if it is not important to prevent puncture of the sheeting or to consider ignition of any readily-combustible materials underneath,

– the thickness of the metal sheet is not less than the value t given in Table 3 if it is necessary to take precautions against puncture or to consider hot spot problems,

NOTE 1 Where hot spot or ignition problems may aris e, it should be verified that the temperature rise of the inner surface at the point of strike does not constitute a danger. Hot spot or ignition problems can be disregarded when the metal sheets lies inside an LPZ0 B or higher.

– they are not clad with insulating material.

Table 3 – Minimum thickness of metal sheets or metal pipes in air-termination systems

Class of LPS	Material	Thickness [a] t mm	Thickness t¢ [b] mm
I to IV	Lead	–	2,0
	Steel (stainless, galvanized)	4	0,5
	Titanium	4	0,5
	Copper	5	0,5
	Aluminium	7	0,65
	Zinc	–	0,7

[a] t prevents puncture.
[b] t' only for metal sheets if it is not important to prevent puncture, hot spot or ignition problems.

b) Metal components of roof construction (trusses, interconnected reinforcing steel, etc.), underneath non-metallic roofing, provided that damage to this non-metallic roofing is acceptable.

c) Metal parts such as ornamentation, railings, pipes, coverings of parapets, etc., with cross-sections not less than that specified for standard air-termination components.

d) Metal pipes and tanks on the roof, provided that they are constructed of material with thicknesses and cross-sections in accordance with Table 6.

e) Metal pipes and tanks carrying readily-combustible or explosive mixtures, provided that they are constructed of material with thickness not less than the appropriate value of t given in Table 3 and that the temperature rise of the inner surface at the point of strike does not constitute a danger (for detailed information, see Annex D).

If the conditions for thickness are not fulfilled, the pipes and tanks shall be included into the structure to be protected.

Piping carrying readily-combustible or explosive mixtures shall not be considered as an air-termination natural component if the gasket in the flange couplings is not metallic or if the flange-sides are not otherwise properly bonded.

NOTE 2 A thin coating of protective paint or about 1 mm asphalt or 0,5 mm PVC is not regarded as an insulator. Detailed information is given in E.5.3.4.1 and in E.5.3.4.2.

5.3 Down-conductor systems

5.3.1 General

In order to reduce the probability of damage due to lightning current flowing in the LPS, the down-conductors shall be arranged in such a way that from the point of strike to earth:

a) several parallel current paths exist;

b) the length of the current paths is kept to a minimum;

c) equipotential bonding to conducting parts of the structure is performed according to the requirements of 6.2.

NOTE 1 Lateral connection of down-conductors is considered to be good practice.

The geometry of the down-conductors and of the ring conductors affects the separation distance (see 6.3).

NOTE 2 The installation of as many down-conductors as possible, at equal spacing around the perimeter interconnected by ring conductors, reduces the probability of dangerous sparking and facilitates the protection of internal installations (see IEC 62305-4). This condition is fulfilled in metal framework structures and in reinforced concrete structures in which the interconnected steel is electrically continuous.

Typical values of the preferred distance between down-conductors are given in Table 4.

More information on partitioning of the lightning current amongst down-conductors is given in Annex C.

5.3.2 Positioning for an isolated LPS

The positioning shall be as follows:

a) If the air-termination consists of rods on separate masts (or one mast) not made of metal or interconnected reinforcing steel, at least one down-conductor is needed for each mast. No additional down-conductors are required for masts made of metal or interconnected reinforcing steel.

   NOTE In several countries, the use of reinforced concrete as a part of the LPS is not allowed.

b) If the air-termination consists of catenary wires (or one wire), at least one down-conductor is needed at each supporting structure.

c) If the air-termination forms a network of conductors, one down-conductor is needed at least at each supporting wire end.

5.3.3 Positioning for a non-isolated LPS

For each non-isolated LPS the number of down-conductors shall be not less than two and should be distributed around the perimeter of the structure to be protected, subject to architectural and practical constraints.

An equal spacing of the down-conductors is preferred around the perimeter. Typical preferred values of the distance between down-conductors are given in Table 4.

NOTE The value of the distance between down-conductors is correlated with the separation distance given in 6.3.

Table 4 – Typical preferred values of the distance between down-conductors according to the class of LPS

Class of LPS	Typical distances m
I	10
II	10
III	15
IV	20

A down-conductor should be installed at each exposed corner of the structure, where this is possible.

5.3.4 Construction

The down-conductors shall be installed so that, as far as practicable, they form a direct continuation of the air-termination conductors.

Down-conductors shall be installed straight and vertical such that they provide the shortest and most direct path to earth. The formation of loops shall be avoided, but where this is not possible, the distance s, measured across the gap between two points on the conductor and the length, l, of the conductor between those points (see Figure 2) shall conform to 6.3.

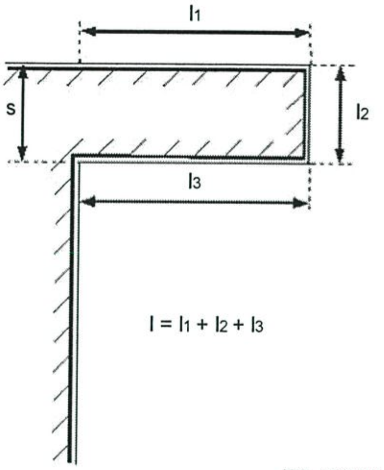


Figure 2 – Loop in a down-conductor

Down-conductors, even if covered in insulating material, shall not be installed in gutters or water spouts.

NOTE The effects of moisture in the gutters lead to intensive corrosion of the down-conductor.

It is recommended that the down-conductors be positioned such that a separation distance in accordance with 6.3 is provided between them and any doors and windows.

Down-conductors of an LPS not isolated from the structure to be protected may be installed as follows:

- if the wall is made of non-combustible material, the down-conductors may be positioned on the surface or in the wall;
- if the wall is made of readily-combustible material the down-conductors may be positioned on the surface of the wall, provided that their temperature rise due to the passage of lightning current is not dangerous for the material of the wall;
- if the wall is made of readily-combustible material and the temperature rise of down-conductors is dangerous, the down-conductors shall be placed in such a way that the distance between them and the wall is always greater than 0,1 m. Mounting brackets may be in contact with the wall.

When the distance from down-conductor to a combustible material cannot be assured, the cross-section of the steel or thermal equivalent conductor shall be not less than 100 mm2.

5.3.5 Natural components

The following parts of the structure may be used as natural down-conductors:

a) the metal installations provided that

– the electrical continuity between the various parts is made durable in accordance with 5.5.3,
– their dimensions are at least equal to that specified in Table 6 for standard down-conductors.

Piping carrying readily-combustible or explosive mixtures shall not be considered as a down-conductor natural component if the gasket in the flange couplings is not metallic or if the flange-sides are not otherwise properly bonded.

NOTE 1 Metal installations may be clad with insulating material.

b) the metal of the electrically-continuous reinforced concrete framework of the structure;

NOTE 2 With prefabricated reinf orced concrete, it is important to establish interconnection points between the reinforcing elements. It is also important that reinforc ed concrete contains a conductive connection between the interconnection points. The individual parts should be connected on-site during assembly (see Annex E).

NOTE 3 In the cas e of pre-stressed concrete, attention should be paid to the risk of causing unacceptabl e mechanical consequenc es, due either to lightning current or as a result of the connection to the lightning protection s ystem.

c) the interconnected steel framework of the structure;

NOTE 4 Ring conductors are not nec essary if the metal framework of steel structures or the interconnected reinforcing steel of the structure is used as down-c onductors.

d) the facade elements, profile rails and metallic sub-constructions of facades, provided that
   – their dimensions conform to the requirements for down-conductors (see 5.6.2) and that for metal sheets or metal pipes thicknesses shall be not less than 0,5 mm,
   – their electrical continuity in a vertical direction conforms to the requirements of 5.5.3.

NOTE 5 For more inf ormation, s ee Annex E.

5.3.6 Test joints

At the connection of the earth-termination, a test joint should be fitted on each down-conductor, except in the case of natural down-conductors combined with foundation earth electrodes.

For measuring purposes, the joint shall be capable of being opened with the aid of a tool. In normal use it shall remain closed.

5.4 Earth-termination system

5.4.1 General

When dealing with the dispersion of the lightning current (high frequency behaviour) into the ground, whilst minimizing any potentially dangerous overvoltages, the shape and dimensions of the earth-termination system are the important criteria. In general, a low earthing resistance (if possible lower than 10 W when measured at low frequency) is recommended.

From the viewpoint of lightning protection, a single integrated structure earth-termination system is preferable and is suitable for all purposes (i.e. lightning protection, power systems and telecommunication systems).

Earth-termination systems shall be bonded in accordance with the requirements of 6.2.

NOTE 1 The conditions of separation and bonding of other earth-termination systems are usually determined by the appropriate national authorities.

NOTE 2 Serious corrosion problems can occur when earthing systems made of different materials are c onnected to each other.

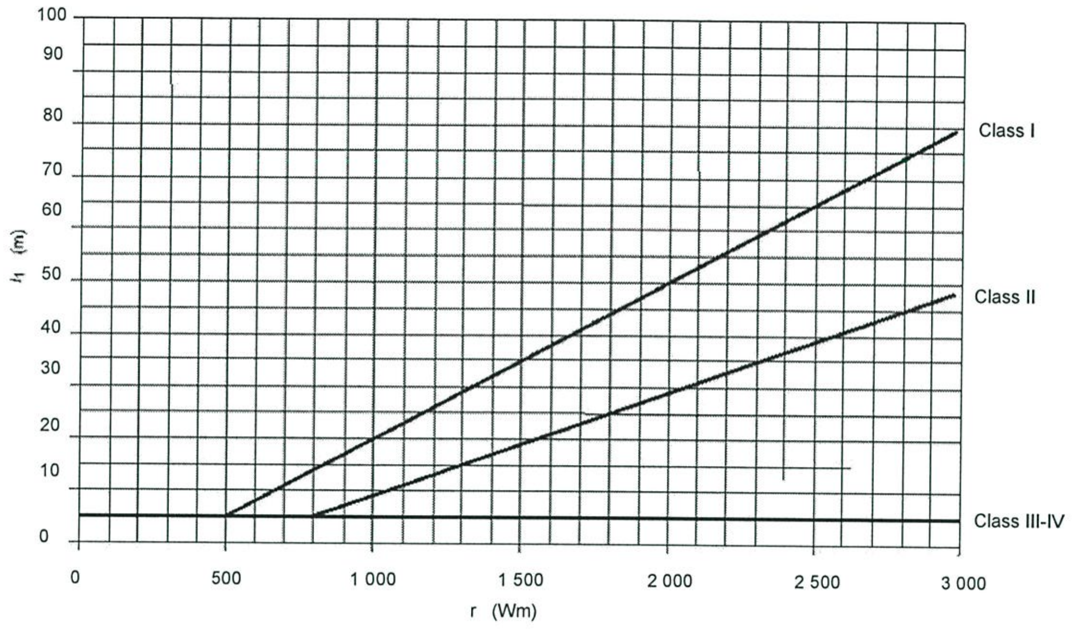
5.4.2 Earthing arrangement in general conditions

For earth-termination systems, two basic types of earth electrode arrangements apply.

5.4.2.1 Type A arrangement

This type of arrangement comprises horizontal or vertical earth electrodes installed outside the structure to be protected connected to each down-conductor or foundation earth electrodes not forming a closed loop.

In type A arrangements, the total number of earth electrodes shall be not less than two.



NOTE Classes III and IV are independent of soil resistivity.

Figure 3 – Minimum length l1 of each earth electrode according to the class of LPS

The minimum length of each earth electrode at the base of each down-conductor is

- l1 for horizontal electrodes, or
- 0,5 l1 for vertical (or inclined) electrodes,

where l1 is the minimum length of horizontal electrodes shown in the relevant part of Figure 3.

For combined (vertical or horizontal) electrodes, the total length shall be considered.

The minimum lengths stated in Figure 3 may be disregarded provided that an earthing resistance of the earth-termination system less than 10 W (measured at a frequency different from the power frequency and its multiple in order to avoid interference) is achieved.

NOTE 1 When the above-mentioned requirements cannot be met, a type B earth arrangement shall be used.

NOTE 2 Reduction of earthing resistance by the extension of earth electrodes is practically convenient up to 60 m. In soil with resistivity higher than 3 000 Wm, the use of type B earth electrodes or earthing enhancing compounds is recommended.

NOTE 3 For further information, refer to Annex E.

5.4.2.2 Type B arrangement

This type of arrangement comprises either a ring conductor external to the structure to be protected, in contact with the soil for at least 80 % of its total length, or a foundation earth electrode forming a closed loop. Such earth electrodes may also be meshed.

NOTE Although 20 % may not be in contact with the soil, the ring conductor must always be completel y connected throughout its total length.

For the ring earth electrode (or foundation earth electrode), the mean radius r_e of the area enclosed by the ring earth electrode (or foundation earth electrode) shall be not less than the value l_1:

$$r_e \ ^3\ l_1 \qquad (1)$$

where l_1 is represented in Figure 3 according to LPS class I, II, III and IV.

When the required value of l_1 is larger than the convenient value of r_e, additional horizontal or vertical (or inclined) electrodes shall be added with individual lengths l_r (horizontal) and l_v (vertical) given by the following equations:

$$l_r = l_1 - r_e \qquad (2)$$

and

$$l_v = (l_1 - r_e) / 2 \qquad (3)$$

It is recommended that the number of electrodes shall be not less than the number of the down-conductors, with a minimum of two.

The additional electrodes should be connected to the ring earth electrode at points where the down-conductors are connected and, for as many as possible, equidistantly.

5.4.3 Installation of earth electrodes

The ring earth electrode (type B arrangement) should preferably be buried at a depth of at least 0,5 m and at a distance of about 1 m away from the external walls.

The earth electrodes (type A arrangement) shall be installed at a depth of upper end at least 0,5 m and distributed as uniformly as possible to minimize electrical coupling effects in the earth.

NOTE 1 If the type A earth electrode is positioned within an inspection housing which, in turn, is located in high resistanc e paving or adjoining concrete, then the 0,5 m requirement can be disregarded.

Earth electrodes shall be installed in such a way as to allow inspection during construction.

The embedded depth and the type of earth electrodes shall be such as to minimize the effects of corrosion, soil drying and freezing and thereby stabilize the conventional earth resistance. It is recommended that the upper part of a vertical earth electrode equal to the depth of freezing soil should not be regarded as being effective under frost conditions.

NOTE 2 Henc e, for every vertical electrode, 0,5 m should be added to the value of the length l_1, calculated in 5.4.2.1 and 5.4.2.2.

For bare solid rock, a type B earthing arrangement is recommended.

For structures with extensive electronic systems or with high risk of fire, type B earthing arrangement is preferable.

5.4.4 Natural earth electrodes

Interconnected reinforcing steel in concrete foundations in accordance with 5.6, or other suitable underground metal structures, should preferably be used as an earth electrode. When the metallic reinforcement in concrete is used as an earth electrode, special care shall be exercised at the interconnections to prevent mechanical splitting of the concrete.

NOTE 1 In the case of pre-stressed concrete, consideration should be given to the consequences of the passage of lightning discharge currents which may produce unacceptable mechanical stresses.

NOTE 2 If a foundation earth electrode is used, a long-term increase in earthing resistance is possible.

NOTE 3 More extensive information on this topic is reported in Annex E.

5.5 Components

5.5.1 General

Components of LPS shall withstand the electromagnetic effects of lightning current and predictable accidental stresses without being damaged. This can be achieved by choosing components that have successfully been tested in accordance with the future IEC 62561 series.

Components of an LPS shall be manufactured from the materials listed in Table 5 or from other materials with equivalent mechanical, electrical and chemical (corrosion) performance characteristics.

NOTE Components made of material other than metal may be used for fixing.

Table 5 – LPS materials and conditions of use [a]

Material	Use			Corrosion		
	In open air	In earth	In concrete	Resistance	Increased by	May be destroyed by galvanic coupling with
Copper	Solid Stranded	Solid Stranded As coating	Solid Stranded As coating	Good in many environments	Sulphur compounds Organic materials	–
Hot galvanized steel [c, d, e]	Solid Stranded [b]	Solid	Solid Stranded [b]	Acceptable in air, in concrete and in benign s oil	High chlorides content	Copper
Steel with electro-deposited copper	Solid	Solid	Solid	Good in many environments	Sulphur compounds	
Stainless steel	Solid Stranded	Solid Stranded	Solid Stranded	Good in many environments	High chlorides content	–
Aluminium	Solid Stranded	Unsuitable	Unsuitable	Good in atmospheres containing low concentrations of sulphur and chloride	Alkaline solutions	Copper
Lead [f]	Solid As coating	Solid As coating	Unsuitable	Good in atmosphere with high concentration of sulphates	Acid soils	Copper Stainless steel

[a] This table gives general guidance only. In special circumstances more careful corrosion immunity considerations are r equired (see Annex E).

[b] Stranded conductors are more vulnerable to corr osion than solid conductors. Stranded conductors are also vulnerable where they enter or exit earth/c oncrete positions. This is the reas on why stranded galvanized steel is not r ecommended in earth.

[c] Galvanized steel may be c orroded in clay s oil or moist soil.

[d] Galvanized steel in concrete should not extend into the soil due to possible corrosion of the steel just outside the c oncrete.

[e] Galvanized steel in contact with reinf orcement steel in concrete should not be used in coastal areas where there may be s alt in the ground water

[f] Use of lead in the earth is often banned or restricted due to environmental conc erns.

5.5.2 Fixing

Air-terminations and down-conductors shall be firmly fixed so that the electrodynamic or accidental mechanical forces (for instance vibrations, slipping of slabs of snow, thermal expansion, etc.) will not cause conductors to break or loosen (see Annex D of IEC 62305-1:2010).

NOTE Recommended distances between fixings are reported in Table E.1.

5.5.3 Connections

The number of connections along the conductors shall be kept to a minimum. Connections shall be made secure by such means as brazing, welding, clamping, crimping, seaming, screwing or bolting.

To achieve this, connections of steelwork within reinforced concrete structures shall conform to 4.3 and shall comply with the requirements and tests according to the future IEC 62561-1.

5.6 Materials and dimensions

5.6.1 Materials

Material and its dimensions shall be chosen bearing in mind the possibility of corrosion either of the structure to be protected or of the LPS.

5.6.2 Dimensions

Configurations and minimum cross-sectional areas of air-termination conductors, air-termination rods and down-conductors are given in Table 6 and shall comply with the requirements and tests according to the future IEC 62561 series..

Configurations and minimum dimensions of earth electrodes are given in Table 7 and shall comply with the requirements and tests according to the future IEC 62561 series.

Table 6 – Material, configuration and minimum cross-sectional area of air-termination conductors, air-termination rods, earth lead-in rods and down-conductors [a]

Material	Configuration	Cross-sectional area mm²
Copper, Tin plated copper	Solid tape	50
	Solid round [b]	50
	Stranded [b]	50
	Solid round [c]	176
Aluminium	Solid tape	70
	Solid round	50
	Stranded	50
Aluminium alloy	Solid tape	50
	Solid round	50
	Stranded	50
	Solid round [c]	176
Copper coated aluminium alloy	Solid round	50
Hot dipped galvanized steel	Solid tape	50
	Solid round	50
	Stranded	50
	Solid round [c]	176
Copper coated steel	Solid round	50
	Solid tape	50
Stainless steel	Solid tape [d]	50
	Solid round [d]	50
	Stranded	70
	Solid round [c]	176

[a] Mechanical and electrical characteristics as well as corrosion resistance properties shall meet the requirements of the future IEC 62561 series.

[b] 50 mm² (8 mm diameter) may be reduced to 25 mm² in certain applications where mechanical strength is not an essential requirement. Consideration should in this case, be given to reducing the spacing between the fasteners.

[c] Applicable for air-termination rods and earth lead-in rods. For air-termination rods where mechanical stress such as wind loading is not critical, a 9,5 mm diameter, 1 m long rod may be used.

[d] If thermal and mechanical considerations are important then these values should be increased to 75 mm².

Table 7 – Material, configuration and minimum dimensions of earth electrodes [a, e]

Material	Configuration	Dimensions		
		Earth rod diameter mm	Earth conductor mm^2	Earth plate mm
Copper Tin plated copper	Stranded		50	
	Solid round	15	50	
	Solid tape		50	
	Pipe	20		
	Solid plate			500 ´ 500
	Lattice plate [c]			600 ´ 600
Hot dipped galvanized steel	Solid round	14	78	
	Pipe	25		
	Solid tape		90	
	Solid plate			500 ´ 500
	Lattice plate [c]			600 ´ 600
	Profile	[d]		
Bare steel [b]	Stranded		70	
	Solid round		78	
	Solid tape		75	
Copper coated steel	Solid round	14[f]	50	
	Solid tape		90	
Stainless steel	Solid round	15[f]	78	
	Solid tape		100	

[a] Mechanical and electrical characteristics as well as corrosion resistance properties shall meet the requirements of the future IEC 62561 series.

[b] Shall be embedded in concrete for a minimum depth of 50 mm.

[c] Lattice plate constructed with a minimum total length of the conductor of 4,8 m.

[d] Different profiles are permitted with a cross-section of 290 mm^2 and a minimum thickness of 3 mm, e.g. cross profile.

[e] In case of a Type B arrangement foundation earthing system, the earth electrode shall be correctly connected at least every 5 m with the reinforcement steel.

[f] In some countries the diameter may be reduced to 12,7 mm.

6 Internal lightning protection system

6.1 General

The internal LPS shall prevent the occurrence of dangerous sparking within the structure to be protected due to lightning current flowing in the external LPS or in other conductive parts of the structure.

Dangerous sparking may occur between the external LPS and other components such as:

- metal installations;
- internal systems;
- external conductive parts and lines connected to the structure.

ภาคผนวก ค

มาตรฐาน IEC 61400 Edition 1.0 – 2010

Wind turbines

Part 24: Lightning protection

IEC 61400-24

Edition 1.0 2010-06

INTERNATIONAL STANDARD

Wind turbines –
Part 24: Lightning protection

8 Lightning protection of subcomponents

8.1 General

Unless otherwise shown by risk analysis, all subcomponents should be protected according to LPL-I.

Lifetime compliance with a certain LPL may require maintenance and inspections which may be site specific. Maintenance and inspection requirements for the lightning protection system including the earthing system should be described in the service and maintenance manuals. Maintenance and inspection procedures are outlined in Clause 12.

NOTE A detailed risk assessment may reveal that a protection level less than LPL-I is economically optimal for some wind turbines or wind farms, just as it may be advantageous to differentiate so that for example wind turbine blades are protected to a higher LPL while other parts repairable or replaceable at less costs may be protected to a lower LPL.

8.2 Blades

8.2.1 General

Wind turbine blades are the most exposed parts of the turbine, and would experience the full impact from the electric fields as associated with the lightning attachment process, the lightning currents, and the magnetic field associated with lightning currents. The formal explanation of the attachment process and the following current/charge conduction is described in Annex A.

Wind turbine blades are placed in lightning protection zone 0A according to IEC 62305-1 and shall be protected accordingly.

A general description of the different issues concerning lightning protection of blades is included in Annex C.

8.2.2 Requirements

The lightning protection shall be sufficient to enable the blade to accept LPL I lightning flashes (unless a risk analysis shows that LPL-II or LPL-III is sufficient) without structural damage that would impair the functioning of the blade.

Lightning damage shall be limited to that which can be tolerated until the next scheduled maintenance and inspection.

8.2.3 Verification

The ability of the air-termination system and down-conductor system to intercept lightning flashes and conduct lightning currents shall be verified by one of the following methods:

a) high-voltage and high-current tests in accordance with 8.2.5;
b) demonstration of similarity of the blade type (design) with a previously verified blade type, or a blade type with documented successful lightning protection;
c) using analysis tools previously verified by comparison with test results or with blade protection designs that have had successful service experience.

To claim verification by similarity, the blades must exhibit the same material composition, the same system of lightning protection and have the same structural characteristic dimensions. Significant changes which would affect lightning susceptibility should not be allowed without verification. However, assessments that would be identical to those performed on a previously verified blade design would not have to be repeated.

The blade manufacturer shall produce documentation that describes which of the above methods are used and the results of the verification.

8.2.4 Protection design considerations

The following subclauses describe the issues which are important for design and incorporation of the lightning protection systems associated with the blade.

8.2.4.1 Air-termination system

The lightning air-termination systems are placed in the surface areas on the blade where connection leaders might originate and cause lightning flash attachments or punctures if no air terminations are present. The air-termination systems may be part of the blade structure itself, components added to the blade, or combinations thereof.

The air-termination system positioning tools (rolling sphere, protective angle, etc.) described in IEC 62305-3 do not apply to wind turbine blades. Therefore, the air-termination system design shall be verified according to 8.2.3.

The manufacturer shall ensure that the air termination system is properly fixed in its mountings, and he shall design the air termination system so that it can withstand the expected wear due to wind, moisture, particles, etc. As part of such verification, the lightning protection components shall be present in the final blade design, preceding fatigue tests and other mechanical tests.

All internal parts of the air-termination system, the mounting of the air terminations and the connections to the down conductor shall be designed to minimise the risk of getting internal discharges (i.e. streamers and leaders) forming from these parts.

The manufacturer shall design the air-termination system so that service personnel can repair or replace parts of it that may be damaged or degraded by lightning or other environmental effects. The air terminations will wear over time due to erosion at lightning arc roots. The erosion is related to the charge entering at the lightning arc root(s) and the surface material and geometry of the air termination system. Blades that receive large numbers of lightning flashes may eventually require replacement of the air terminations. The lifetime of the air termination system should be maximised through suitable selection of material and design. The manufacturer shall provide guidance on how to inspect and maintain the air-termination system.

If the air-termination system is covered by, for example, a coating, the function and the reparability over the lifetime of the blade must be maintained. Recommended tests for determining the effectiveness of air terminations are described in Annex D.

The manufacturer shall define a procedure for regular inspection of the air-termination systems so that the estimated design life-time and service/replacement intervals can be established and verified.

Verification of the air-termination system efficiency shall be done as described in 8.2.3.

8.2.4.2 The down conductor system and its connection components

The down conductor system and its connection components is the system for conducting the lightning current from the air-termination system to the termination in the root end of the blade.

The connections to the down conductor system shall be firm and permanent and ensure that the entire system can withstand the combined impact of the electrical, thermal, and electrodynamic effects of the lightning current. The ability of the lightning protection systems

to withstand the mechanical stresses in the blades shall be verified, preferably by installing the system in a blade which is subjected to the tests in IEC/TS 61400-23.

The cross section of the down conductor and natural conductive parts of the blade used as down conductor shall be able to conduct lightning current corresponding to the chosen LPL. Metal conductors shall in general be selected according to IEC 62305-3.

Testing of connection components shall be done in accordance with EN 50164-1 without the conditioning/aging applied. The current test levels should be selected according to the first short stroke of the selected LPL. If non-rigid connections are used, such as rotating links, bearings or spark gaps, then testing should be done with the long stroke current as well. If several paths for the lightning current exist, the test current amplitudes for each path may be scaled according to the distribution of the current between the paths.

All internal parts of the down conductor system and connection components shall be designed to minimise the risk of internal discharges forming from these parts. This aims at impeding the development of electrical discharges from structures elsewhere than the external air termination system; whereby the risk of such internal discharges puncturing the blade skin is limited.

Externally mounted down conductors are defined as air-termination systems, hence the requirements in 8.2.4.1 apply.

The manufacturer shall define a procedure for regular inspection of any parts of the down conductor system and its connection components that may be degraded by service environments so that the condition and estimated design life time and service intervals of these parts can be verified.

Recommended tests for determining the capability of down conductors and connection components are described in Annex D .

Verification of the down conductor system and its connection components shall be done as described in 8.2.3.

8.2.4.3 Additional conductive components

In case additional conductive components (conductive structural components, CFC, weights, tip brake cables, electrical cables for sensors, warning lights, etc.) are present within the blade, these parts shall in general be bonded to the lightning protection system, be designed to conduct their share(s) of lightning current and be designed to prevent flashover between conductive parts.

Alternatively, it shall be documented by testing corresponding to the LPL and/or analysis whether additional conductive components, CFC structures etc. shall be bonded together and to the lightning protection system or not.

Bonding methods for these additional conductive components shall be proven by high-current testing as described in 8.2.5.2.

In case conductors form parallel current paths within the blade, such conductors shall be interconnected according to IEC 62305-1, and attention must be paid to the effects of electrodynamic forces.

8.2.4.4 Electrical field stress impact on composite material design

Due to the elevation and exposure of wind turbine blades, the entire structure of the blade will be exposed to high electric fields many times during its service life. High static and transient electric fields are produced by thunder clouds and electrically applied to the blade structure.

Approaching lightning leaders expose the blade structure to higher electric fields. In both cases, the electric fields may over time degrade the insulating properties of composite materials. Therefore, the lightning protection systems should be designed considering high voltage insulation design principles.

8.2.5 Test methods

The following test methods apply to entire blade designs or sub-sections such as blade tips or laminate coupons.

8.2.5.1 High-voltage tests

Interception effectiveness of the air termination systems on the blade can be evaluated using the initial leader attachment test described in Annex D, Subclause D.2.1.

Development of specific design details surrounding tip receptors, side receptors or similar can gain from the initial leader attachment test described in Annex D, Subclause D.2.1.

Improvement of the ability of the blade laminate to impede internal discharges and prevent them from puncturing the blade skin can be achieved by increasing the electrical breakdown field strength of the materials. The breakdown field strength of insulating composites and coating layers can be evaluated according to IEC 60060-1, IEC 60243-1 (a.c.), IEC 60243-3 (impulse voltage) and IEC 60464-2 (coating).

When electrical activity occurs on insulating surfaces (streamers, surface flashovers, etc.), the surface may deteriorate experienced as tracking and electrical erosion. The impact, in connection with moisture, may change the properties of the insulating surface towards a more conductive nature, and hence increase the risk of direct lightning attachment. The resistance to tracking of various blade and coating materials can be evaluated and compared using IEC 60587.

8.2.5.2 High-current tests

The air termination systems will be largely affected by the impact of the charge in the lightning flash (i.e. the time integral of the lightning current), a phenomenon that can be evaluated by the high-current physical damage test in Annex D, Clause D.3.

Connection components and parts of the down conductor can be tested by the high-current physical damage test in Annex D, Clause D.3, or the EN 50164-1 without the conditioning/aging applied.

The current test waveforms and levels should include the first short stroke and if relevant also the long stroke (continuing current) defined for the selected LPL.

8.3 Nacelle and other structural components

8.3.1 General

Lightning protection of the nacelle and other structural components of the wind turbine should be made using the large metal structures themselves as much as possible for lightning air termination, equipotentialisation, shielding and conduction of lightning current to the earthing system. Additional lightning protection components such as air termination systems for protection of meteorological instruments and air craft warning lights on the nacelle, down conductors and bonding connections shall be made and dimensioned according to IEC 62305-3. The wind turbine should be divided into lightning protection zones, LPZ (see Annex E).

8.3.2 Hub

The hub for large wind turbines is a hollow cast iron sphere of 2 m to 3 m in diameter. Hence the material thickness alone ensures that the hub structure itself is immune to lightning. In most cases, electrical and mechanical control systems and actuators are placed in the hub with circuits going to the outside of the hub, to the blades and to the nacelle. The hub should be made into a Faraday cage by providing magnetic shields in the openings in the hub towards the blades, the front and the nacelle (i.e. the hub should be defined as a LPZ). In many cases, these openings are closed by blade flange plates and the main shaft flange, which can be considered very effective magnetic shields. When the openings are closed with magnetic shields as described above, the contents of the hub require no particular lightning protection. Lightning protection of the hub is then limited to equipotential bonding and transient protection of systems placed outside the hub, such as blade actuator systems, and of electrical and control systems in the hub connected to circuits extending to the outside of the hub.

8.3.3 Spinner

Typically the hub has a glass fibre cover, called the spinner, which is mounted on the hub and rotates with it. As the rolling sphere model would always indicate that there is a possibility of lightning attaching to the front end of the spinner, lightning protection shall be considered. In some wind turbine designs there are also electrical and mechanical control systems and actuators placed outside the hub and covered by the spinner. Such systems shall be shielded from lightning attachment with air termination systems. In case no such systems are placed under the spinner, it may be reasonable to accept the risk of lightning puncturing through the spinner and not have any lightning protection of the spinner. However, in most cases simple and practical lightning protection of the spinner can probably be made using the metal support structure for the spinner as air termination system and connection to the hub.

8.3.4 Nacelle

The nacelle structure should be part of the lightning protection so that it is ensured that lightning attaching to the nacelle will either attach to natural metal parts able to withstand the stress or attach to a lightning air-termination system designed for the purpose. Nacelles with GFRP cover or similar should be provided with a lightning air-termination system and down conductors forming a cage around the nacelle. The lightning air-termination system including exposed conductors in this cage should be able to withstand lightning flashes corresponding to the chosen lightning protection level. Other conductors in the Faraday cage should be dimensioned to withstand the share of lightning currents that they may be exposed to. Lightning air-termination systems for protection of instruments, etc. on the outside of the nacelle should be designed according to the general rules in IEC 62305-3, and down conductors should be connected to the above-mentioned cage.

A metal mesh could be applied to nacelles with GFRP cover to provide shielding against external electric and magnetic fields, and magnetic fields from currents flowing in the mesh. Alternatively, all circuits inside the nacelle could be placed in closed metal conduits or cable trays etc.. An equipotential bonding system shall be established in which the major metal structures in and on the nacelle are included, as it is required in the electrical codes, and as it will provide an efficient equipotential plane to which all earthing and equipotential bonding connections should be made.

Lightning current from lightning attaching to the blades should preferably be conducted directly to the above-mentioned cage thereby completely avoiding lightning current passing through the blade pitch bearings and drive train bearings (see 8.2 and 8.4 for discussion of protection of blades and bearings). Different kinds of brush systems are commonly used for diverting lightning currents away from bearings. However, the efficiency of such discrete brushes may be low, as it is very difficult to construct the brush and earth lead systems with impedance low enough to significantly reduce the current going through the low impedance of the main shaft and bearing systems to the nacelle bed plate.

NOTE A nacelle cover with such a magnetic shield will not be able to protect against effects of magnetic fields from lightning currents flowing inside the nacelle, such as in the main shaft.

8.3.5 Tower

A tubular steel tower, as predominantly used for large wind turbines, usually fulfils the dimensions required for down conductors stated in IEC 62305-3 and can be considered an almost perfect electromagnetic shield Faraday cage, as it is electromagnetically almost closed both at the interface to the nacelle and at ground level. It would therefore in most cases be reasonable to define the inside of the tower as lightning protection zone LPZ1 or LPZ2. In order to keep the tower as electromagnetically closed as possible, there should be direct electrical contact all the way along the flanges between tower sections. The tower and all major metal parts in it should be integrated into the protection earth conductor (PE) and equipotential bonding systems to make the best of the protection offered by the Faraday cage. With regards to bonding of metal structures and systems inside the tower such as ladders, wires and rails, see 9.3.5.

The interface towards the nacelle is usually closed with metal platforms and hatches, which can also serve as an electromagnetic shield closing the tower (see 8.4.2 for discussion of lightning protection of the yaw bearing).

The tower interface to the earthing system is discussed in Clause 9. If the tower is constructed as a Faraday cage as described above, then the contents of the tower require no particular lightning protection. The task of ensuring lightning protection of the tower is thereby limited to equipotential bonding and transient protection of electrical and control circuits extending to other lightning protection zones such as into the nacelle and to the outside of the tower.

Lattice towers naturally cannot be considered a very effective Faraday cage, although there will be some magnetic field attenuation and lightning current reduction inside the lattice tower. It is reasonable to define the inside of a lattice tower as $LPZ0_B$. Lightning down conduction should be via the lattice tower structural elements, which therefore have to fulfil the dimensions required for down conductors stated in IEC 62305-3 taking current sharing between parallel paths into account. Shields of cables in lattice towers may need to be bonded to the tower at certain interspacing in order to avoid puncture of cable insulation; this is to be assessed by calculation (see IEC 62305-2, Annex D).

In steel reinforced concrete towers, the reinforcement can be used for lightning down conduction by ensuring 2 to 4 parallel vertical connections with sufficient cross section which connect horizontally at top, bottom and for every 20 m in between. The steel reinforcement will provide quite effective magnetic field attenuation and lightning current reduction inside the tower if bonded in this way.

8.3.6 Testing methods

Preliminary testing methods are included in Annex D.

8.4 Mechanical drive train and yaw system

8.4.1 General

The wind turbine will in general have a number of bearings for blade pitching, main shaft rotation, gearbox, generator, and yawing systems.

Hydraulic or electrical actuator systems are used for control and operation of main components.

Bearings and actuator systems have moving parts that directly or indirectly bridge different parts of the wind turbine where lightning current may flow.

All bearings and actuator systems that may be in a lightning current path shall be protected as necessary to reduce the level of current passing through the component to a tolerable level.

8.4.2 Bearings

Bearings are difficult to monitor, and it is not acceptable that bearings have to be inspected after lightning attachment to a wind turbine. Systems for protecting bearings therefore shall be well proven and documented.

Protection can be a part of the bearing structure itself or it can be an external system installed across the bearing to bypass the current.

If bearings are operated without protection, it shall be demonstrated that the bearing itself can operate for the whole design lifetime, after being exposed to the expected number of lightning current penetrations. If the bearing is not able to operate for the whole design life time, protection shall be applied (see 8.4.4).

8.4.3 Hydraulic systems

If hydraulic systems are in the lightning current path, it shall be ensured that lightning current penetration will not affect the system. With hydraulic systems, it is necessary to consider the risk of fluid leaks due to damage at fittings and ignition of the hydraulic oil.

Protection measures such as sliding contacts or bonding straps can be used to make the current bypass actuator cylinders.

Hydraulic tubes exposed to lightning current shall be protected to avoid current penetration of the tubes. If hydraulic tubes have mechanical armour, it shall be bonded to the steel structure of the machinery at both ends of the tube. It shall also be ensured that the armour has sufficient cross section to conduct the parts of the lightning current which it may be exposed to.

Similar considerations may apply to water cooling systems.

8.4.4 Spark gaps and sliding contacts

For bypassing bearings and actuator systems, it shall be considered to use spark gaps or sliding contacts. Such bypassing systems including their connecting leads must in order to be effective have less impedance than the direct natural current path through the component.

Spark gaps and sliding contacts shall be able to conduct the lightning current it may be exposed to at the place of use in the wind turbine.

Both spark gaps and sliding contacts shall be designed to maintain the required performance regardless of environmental effects such as rain, ice, pollution with salt, dust, etc.

If spark gaps or sliding contacts are used, these must be considered to be wear parts and the service lifetime of these devices shall be calculated and documented. Spark gaps and sliding contacts shall be inspected regularly in accordance with the service and maintenance manuals.

8.4.5 Testing

All systems for protection of bearings and actuator systems shall have a documented functionality. It is recommended to perform tests with impulse current representing the natural lightning current.

It is recommended to perform impulse current tests on full-scale test objects where the important parts of the system are represented in a test mock-up.

It shall be demonstrated that the protection system can withstand the damaging effect of the first lightning stroke combined with the long stroke current.

If sliding contacts are used as part of the system, mechanical tests shall be performed in order to document the stability of the system with special focus on wear of the contact with and without the erosion effects of lightning current. The wear has to be low enough to allow unaffected operation between the planned service intervals.

Tests can be done on scaled models, but calculations shall demonstrate the scaling factors and effects.

Informative testing methods are included in Annex D, Sublause D.3.4.

8.5 Electrical low-voltage systems and electronic systems and installations

8.5.1 General

This clause deals with the protection of the electrical and control systems of a wind turbine against the effects of

- lightning flashes attaching to the wind turbine;
- leader currents developing from the wind turbine;
- indirect lightning flashes (i.e. effect through LEMP of lightning flashes not affecting the wind turbine directly).

NOTE 1 Transient overvoltages and surges caused by switching operations in electrical systems (switching electromagnetic impulse, SEMP) must be considered as well. However, it is outside the scope of this standard. For general information, the reader is referred to IEC 62305-2 Annex F for discussion of switching overvoltages. Subclause 8.5.6.9 and Clause F.7 of this standard give some information on the selection of SPDs with regard to overvoltages created within wind turbines.

All types of lightning flashes generate lightning electromagnetic impulses (LEMP).

NOTE 2 The general requirements for electrical equipment on machines described in IEC 60204-1 should be observed.

8.5.2 LEMP protection measures (LPMS)

Electrical and control systems are subject to damage from the LEMP. Therefore LEMP protection measures (LPMS) shall be provided to avoid failure of these systems. The effective protection of the electrical and control system of a wind turbine against LEMP requires the systematic approach of the lightning protection zones (LPZ) concept according to IEC 62305-4. LPMS is part of the lightning protection zone (LPZ) concept for the complete wind turbine, described in 8.5.3. Examples of the application of the lightning protection zones (LPZ) concept in a wind turbine are given in Annex E.

The wind turbine manufacturer shall provide a LEMP protection measures system (LPMS) according to IEC 62305-4 for the complete electrical system.

NOTE It can be assumed that effective LEMP protection measures also provide effective protection against the effects of indirect lightning flashes.

Basic protection measures in an LPMS according to IEC 62305-4 include:

- bonding – see Subclause 8.5.4;
- magnetic and electrical shielding of cables and line routing (system installation) – see Subclause 8.5.5;

□□ coordinated SPD protection – see Subclause 8.5.6;

□□ earthing – see Clause 9.

Additional methods include:

□□ isolation, circuit design, balanced circuits, series impedances, etc.

For the LPMS, the following basic information shall be documented (see also Clause 11):

□□ definition of lightning protection level (LPL) according to IEC 62305-1;

□□ drawings of the wind turbine defining LPZ and their boundaries;

□□ circuit diagrams showing SPDs, cable shields and cable shield bonding points.

Figures E.5 and E.6 provide basic examples of such documentation.

8.5.3 Lightning protection zones (LPZ)

A wind turbine can be divided into physical areas which roughly define the level of the influence of a lightning flash on components in that zone. The division of the wind turbine into lightning protection zones is a tool to ensure systematic and sufficient protection of all components of the wind turbine. These lightning protection zones (LPZ) are defined depending on whether or not direct lightning attachment is possible and on the magnitude of the lightning current and associated magnetic and electrical fields expected in that zone (see Table E.1). Lightning protection methods are then applied to ensure that components, for example machinery, electrical systems or control systems, can withstand the magnetic and electrical fields and lightning current that may enter the zone in which the components are placed. For instance, protection against overvoltages is only necessary for cables passing from one zone into a zone with more sensitive components (i.e. from a lower LPZ number to a higher LPZ number), whereas internal connections within the zone may be unprotected. This approach is detailed further in IEC 62305-4, Clause 4 "Design and installation of a LEMP protection measures system (LPMS)", and it is discussed in Annex E.

Further guidance on how to fulfil these requirements is given in Annex E.

8.5.4 Equipotential bonding within the wind turbine

Equipotential bonding according to IEC 62305-4 shall be used within a wind turbine to ensure that potentially dangerous sparking cannot take place between conducting parts of the wind turbine. These equipotential bonds provide protection against touch and step voltages during a lightning attachment. Equipotential bonds play an important role in reducing the probability of damage to electrical and control systems. Low impedance bonding connections prevent dangerous potential differences between equipment inside the wind turbines.

In order to be most effective, the bonding connections shall make maximum use of the large metal structures of the wind turbine (i.e. mainly tower, nacelle bed plate, nacelle frame and hub). Such bonding conductors may additionally reduce the magnetic field levels caused by lightning. For example, if bonding connections are placed between metal platforms and the tower wall at several positions distributed around the platform-tower interface, it will effectively provide electromagnetic shielding of the inside of the tower.

Much of the damage experienced in wind turbine control systems can be prevented by means of effective bonding and shielding. Some further considerations about the bonding needed in a wind turbine are discussed in Annex G.

8.5.5 Shielding and line routing

Shielding is the means by which electromagnetic field levels are attenuated. The reduction of electromagnetic fields can substantially reduce levels of voltages induced into circuits.

The magnetic field caused inside an LPZ by lightning flashes to the structure or the nearby ground may be reduced by spatial shielding of the LPZ only. Surges induced into the control system via the connecting cabling can be minimised either by spatial shielding, or by line routing and shielding (e.g. shielded cables bonded at both ends), or by a combination of both methods.

Magnetic shielding and line routing according to IEC 62305-4, Clause 4 should be used, and the general guidelines on EMC-correct installation practices described in IEC/TR 61000-5-2 should be followed.

When lightning currents flow through a wind turbine, large magnetic fields are produced. If these changing magnetic fields pass through a loop formed by wiring or formed by wiring and the wind turbine structure, they will induce surge voltages and currents within that loop. The magnitude of the surges is related to the rate of change of the magnetic field and the area of the loop in question. The designer shall consider the magnitude of induced voltages and make sure that such surges do not exceed the withstand level of the cabling and connected equipment.

The use of shielding and line routing should be documented by analysis and/or testing.

Some further considerations about the shielding required in a wind turbine are discussed in Annex G.

8.5.6 Coordinated SPD protection

8.5.6.1 General

Coordinated SPD protection consists of a set of SPDs properly selected, coordinated and installed to reduce failures of electrical and electronic systems.

NOTE Coordination of SPD protection must include the connecting circuits to provide insulation coordination of complete systems.

Coordinated SPD protection limits the effects of lightning surges and internally generated switching surges. The protection of the electrical and control systems requires a systematic approach of coordinated SPDs for both electrical low-voltage power systems and control systems. The recommendations for coordinated SPD protection within wind turbines are given in Annex F.

8.5.6.2 Location of SPDs

According to IEC 62305-4, in an LPMS, SPDs shall be located at the line entrance into each LPZ:

- □□ as close as possible to the boundary of LPZ 1, SPDs tested with I_{imp} (Class I test), as classified in IEC 61643-1, shall be installed;
- □□ as close as possible to the boundary of LPZ 2 and higher, and if necessary as close as possible to the equipment to be protected, SPDs tested with I_n (Class II test), as classified in IEC 61643-1, shall be installed.

NOTE If the length of the circuit between the SPD and the equipment is too long (i.e. in general when longer than 10 m), propagation of surges can lead to an oscillation phenomenon – see IEC 62305-4, Subclause D.2.3 and D.2.4.

8.5.6.3 Selection of SPDs

SPDs which shall withstand a partial lightning current with the typical waveform 10/350 □s require a corresponding impulse test current I_{imp}. For power lines, a suitable test current I_{imp} is defined in the Class I test procedure of IEC 61643-1.

SPDs which shall withstand induced surge currents with the typical waveform 8/20 □s require a corresponding impulse test current I_n. For power lines, a suitable test current I_n is defined in the Class II test procedure of IEC 61643-1.

SPDs shall comply with

- □□ IEC 61643-1 for power systems;
- □□ IEC 61643-21 for telecommunication and signalling systems.

8.5.6.4 Installation of SPDs

SPDs shall comply with the installation rules given in

- □□ IEC 60364-4-44, IEC 60364-5-53 and IEC 61643-12 for the protection of power systems;
- □□ IEC 61643-22 for the protection of the control and communication systems.

The installation locations of the SPDs shall be documented e.g. by means of drawings and wiring diagrams according to the LPMS. For the SPDs installed at the different LPZ boundaries and possible surge protection components installed inside equipment, the requirements for energy coordination according to IEC 62305-4 and IEC 61643-12 shall be fulfilled.

According to IEC 62305-4, considerations shall be made regarding the coordination of SPDs in the electrical and control systems. Sufficient information shall be provided in the documentation on how coordination between SPDs is achieved.

Further guidelines for the bonding (earthing) and cabling of electrical and control systems and installations are given in 8.5.4 and 8.5.5 and exemplified in Annex G.

8.5.6.5 Environmental stresses

SPDs shall withstand the environmental stresses characterising the installation place such as:

- □□ ambient temperature;
- □□ humidity;
- □□ corrosive atmosphere;
- □□ vibration and mechanical shock.

Depending on conditions at the point of installation within the wind-turbine, additional and specific requirements on the performance and installation of SPDs might arise. If necessary, the manufacturer of the wind turbine should take into account the environmental conditions for specific points of installation, e.g. nacelle and hub.

8.5.6.6 Maintenance

Maintenance and replacement of SPDs shall be done according to a maintenance plan.

SPDs shall be installed in such a way that they can be inspected.

NOTE The SPD manufacturer can provide information on SPD service life time.

8.5.6.7 SPD monitoring

SPD protection of critical parts of the electrical and control systems of wind turbines may require monitoring.

8.5.6.8 Selection of SPDs with regard to protection level (U_p) and system immunity

In order to identify the required protection level U_p in an LPZ, it is necessary to establish the immunity levels of the equipment in the LPZ, e.g. of

- power lines and equipment terminals according to IEC 61000-4-5 and IEC 60664-1;
- telecom lines and equipment terminals according to IEC 61000-4-5, ITU-T K.20 and ITU-T K.21;
- other lines and equipment terminals according to information obtained from the manufacturer.

Manufacturers of electrical and electronic components should be able to supply the necessary immunity level information according to the EMC standards. Otherwise the wind turbine manufacturer should have tests performed to establish the immunity level.

The established immunity level of components in an LPZ directly defines the necessary protection level to be achieved at the LPZ boundaries.

System immunity shall be verified including all SPDs installed and equipment to be protected, if applicable. Possible testing methods are described in Annex H.

8.5.6.9 Overvoltages created within wind turbines

Specific requirements might apply to SPDs due to large voltage variations and temporary overvoltages within the electrical system of a wind turbine. In such cases, the relevant parts of the electrical systems and voltage levels, current levels and duration shall be identified by analysis and/or testing and SPDs selected accordingly. Examples hereof are given in Annex F.

Evidence shall be provided that the selected SPDs can withstand these specific stress levels.

8.5.6.10 Selection of SPDs with regard to discharge current I_n and impulse current I_{imp}

An analysis of the lightning current distribution within the wind turbine according to IEC 62305-4 is recommended. Based on these calculations, SPDs can be selected with regard to discharge current I_n and impulse current I_{imp}.

SPDs for particularly exposed circuits may require higher rating as compared to the levels given in IEC 60364-5-53 or such circuits could be shielded. Such circuits particularly exposed to either high stresses or repeated stresses should be identified by analysis. If applicable,

such exposed circuits within the electrical and control systems of a wind turbine shall be documented in the wiring diagrams by the wind turbine manufacturer. Further information hereof is given in Annex F.

8.5.6.11 Selection of SPDs with regard to short-circuit current, the follow current interrupt rating and duty cycle (service lifetime) of the SPDs

The short-circuit withstand current rating of the combination of the SPD and the overcurrent protective device (OCPD – e.g. a fuse) and the follow current interrupting rating of the SPD as declared by the SPD manufacturer shall be equal to or higher than the maximum short-circuit current expected at the point of installation. In addition, when a follow current interrupting rating is declared for the SPD, it shall be confirmed by either calculation or testing that the actual OCPD installed in the specific power circuit does not operate.

NOTE The SPD manufacturer can provide information on SPD service life time.

8.5.6.12 Behaviour of SPDs in case of multiple lightning flashes

Due to the relatively high frequency of lightning flashes to wind turbines and the critical nature of the installation of SPDs within wind turbines, SPDs shall be able to withstand multiple lightning flashes.

8.5.7 Testing methods for system immunity tests

Preliminary testing methods are included in Annex H.

8.6 Electrical high-voltage (HV) power systems

Large wind turbines are usually connected via a high-voltage (HV) transformer to an underground HV cable system which may connect an array of wind turbines either directly to the grid or to a transformer station stepping up the voltage to that of the sub-transmission system at for example 132 kV.

The wind turbine HV transformer may be placed in the back of the nacelle, in the bottom of the tower or next to the wind turbine tower.

HV surge protection devices are usually referred to as surge arresters. In a wind turbine application, surge arresters serve to protect the transformer and the high-voltage system in general against earth potential rise due to lightning currents passing through the wind turbine earthing system, and to protect against transients entering the wind turbines from the HV cable system outside the wind turbine. The need for surge arresters on the HV side of the transformer should be evaluated based on the principles in IEC 62305-2 (see Clause 7 and Annex B).

Assessment of the levels of transients coming from the HV cable system outside the wind turbine requires special transient electrical network simulations. The studies should be made according to IEC 60071 series. In case such studies are not performed, HV surge arresters are advisable as a general precaution.

HV surge arresters should be metal-oxide surge arresters without gaps in accordance with IEC 60099-4 and should be selected and applied in accordance with IEC 60099-5.

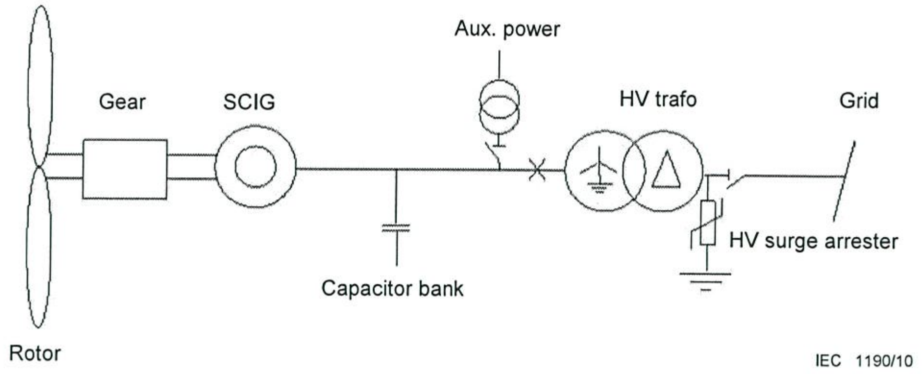


Figure 4a – Squirel cage induction generator (SCIG)

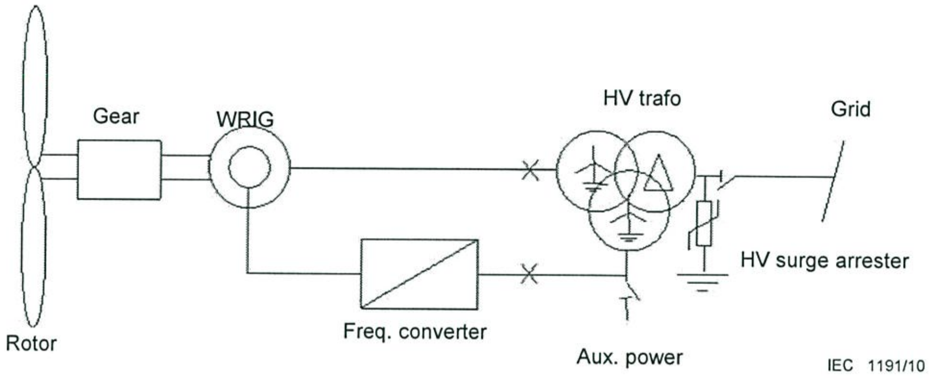


Figure 4b – Wound rotor induction generator (WRIG)

Figure 4 – Examples of placement of HV arresters in two typical main electrical circuits of wind turbines

High-voltage surge arresters should preferably be placed at the HV transformer terminals as shown in Figure 4 thereby providing maximum protection for the transformer. However, it may be convenient to place surge arresters at the switchgear. I general, a distance of 10 m to 40 m between arrester and component to be protected is possible depending on the insulation level of the component, if the distance is larger, a closer study is necessary to decide if for instance arresters at the bottom of the tower can provide the needed protection for a transformer placed in the nacelle. If the transformer is placed outside the tower, it is important that the transformer earthing system is connected to the wind turbine earthing system, and preferably it should be one earthing system.

SPDs on the low-voltage (LV) side of the HV transformer are probably an appropriate general precaution, particularly if significant transients may pass through the transformer from the high-voltage side, in which case a type of SPD for transformer application should be chosen (i.e. SPDs with high energy absorption capability). The transient capacitive and inductive coupling between HV and LV sides of a transformer, and therefore also the transient levels transferred to the LV side, depend very much on the design of the transformer and particularly on the earthing connection of the LV winding (refer to IEC 60071-2, Annex E for further information). It is therefore advisable as a general precaution to install SPDs on the LV side of the transformer, or alternatively to obtain a sufficiently detailed transformer model from the manufacturer for transient studies in order to decide if SPDs are required on the LV side of the transformer.

NOTE The general requirements for high-voltage systems on machinery in IEC 60204-11 should be observed.

9 Earthing of wind turbines and wind farms

9.1 General

To disperse lightning currents and prevent damage to a wind turbine, an efficient earthing system for the machine is essential. The earthing system shall furthermore protect people and livestock against electric shock. When faults occur in the electrical grid, it is necessary to keep the touch and step voltages and the overall earth potential rise to a safe level until protection devices have tripped and safely interrupted the flow of fault current. For lightning flashes, the earthing system must disperse and conduct high frequency and high energy lightning current into the earth without any dangerous thermal and/or electrodynamic effects.

It is generally recommended that one earthing system is established for a wind turbine to be used for lightning protection as well as for power system earthing purposes. Furthermore, it is recommended to include metal parts in the foundation structures in the earthing system, because using the metal parts of the large foundation structures will result in the lowest possible earthing resistance, and because attempting to separate an earthing system from the metal parts of the foundation would represent a structural hazard, particularly for concrete foundations.

Concerning the design of the earthing system to prevent high step and touch voltages due to failures in high-voltage components, please refer to high-voltage electrical codes such as CENELEC HD637 S1 or relevant national standards. In relation to human safety, please refer to IEC/TS 60479-1 and IEC 60479-4.

9.1.1 Basic requirements

The earthing system of the wind turbine shall be designed to provide sufficient protection against damage due to lightning flashes that correspond to the LPL for which the wind turbine protection system is designed.

The earthing system shall be designed to meet four basic design requirements:

a) ensure personal safety with regard to the step and touch voltages which appear during earth faults;
b) prevent damage to equipment;
c) withstand the thermal and electrodynamic forces it will be subjected to during a fault;
d) have sufficient long-term mechanical strength and corrosion resistance.

9.1.2 Earth electrode arrangements

Two basic types of earth electrode arrangements that are described in IEC 62305-3 apply to wind turbines:

□□ type A arrangement: This arrangement is not recommended for wind turbines, but can be used for minor buildings (for example buildings containing measurement equipment or office sheds that are connected to a wind turbine farm). Type A earthing arrangements are made with horizontal or vertical electrodes connected to not less than two down conductors on the structures;

NOTE For further information on type A arrangements, see IEC 62305-3, Subclause 5.4.2.1.

□□ type B arrangement: The type B arrangement is recommended for use with wind turbines. This type of arrangement comprises either an external ring earth electrode in contact with the soil for at least 80 % of its total length or a foundation earth electrode. The ring electrodes and metal parts in the foundation shall be connected to the tower structure.

9.1.3 Earthing system impedance

The conventional earthing impedance of the earthing system does not affect the efficiency of the air termination system and down conducting system. The earthing system shall be designed to have as low an impulse impedance as possible to reduce the total voltage drop (i.e. minimise the earth potential rise), to reduce the partial lightning current flowing into the service lines connecting the wind turbine and to reduce the risk of sparks to other service lines close to the earthing system.

The embedded depth and the type of the earth electrodes shall minimise the effects of corrosion, soil drying and freezing and thereby stabilise the conventional earthing resistance. It is recommended that the first metre of a vertical earth electrode should not be regarded as being effective under frost conditions.

The earthing system components shall be able to withstand lightning currents as well as power system fault currents. This is ensured by selecting earthing system components according to IEC 62305-3. The earthing system shall be constructed to disperse the lightning current into earth without thermal or electrodynamic damage, and the length of the conductors shall be as short as possible.

Additional information is included in Annex I, Subclause I.2.2.

9.2 Equipotential bonding

9.2.1 General

Equipotentialisation is achieved by interconnecting the LPS with

- structural metal parts;
- metal installations;
- internal systems;
- external conductive parts and service lines connected to the structure.

When lightning equipotential bonding is established to internal systems, part of the lightning current may flow into such systems and this effect shall be taken into account.

The manner in which lightning equipotential bonding of service lines such as telecommunication and power lines is achieved is important and shall be discussed with the operator of the telecommunication network, the electric power system operator and other operators or authorities concerned, as there may be conflicting requirements.

9.2.2 Lightning equipotential bonding for metal installations

Lightning equipotential bonding connections shall be made as direct and as straight as possible.

The minimum values of the cross section of the bonding conductors connecting different bonding bars/points and of the conductors connecting the bars/points to the earth termination system are listed in Table 5.

The minimum values of the cross section of the bonding conductors connecting internal metal installations to the bonding bars/points are listed in Table 6.

Table 5 – Minimum dimensions of conductors connecting different bonding bars/points or connecting bonding bars/points to the earth termination system (Table 8 in IEC 62305-3)

Class of LPS	Material	Cross section mm2
I to IV	Copper	14
	Aluminium	22
	Steel	50

Table 6 – Minimum dimensions of conductors connecting internal metal installations to the bonding bar/point (Table 9 in IEC 62305-3)

Class of LPS	Material	Cross section mm2
I to IV	Copper	5
	Aluminium	8
	Steel	16

9.2.3 Electrically insulated LPS

It is not recommended to use an insulated external LPS for wind turbines.

9.3 Structural components

9.3.1 General

In general, all structural conducting components of the wind turbines will be able to conduct a part of a lightning current and thus equipotential bonding of structural conducting components shall be made.

9.3.2 Metal tubular type tower

The tower shall be considered as the primary protection earth conductor (PE) and equipotential bonding connection.

Due to the height of the towers, direct lightning attachment to the tower structure must be expected and thus considered in the design of the tower. All electrical conducting components and all major metal parts that may conduct lightning current shall be bonded to the tower. The tower shall be used as the down conductor and constructed in such a way that lightning current can flow along it without obstacle.

9.3.3 Metal reinforced concrete towers

The tower shall be considered as the primary protection earth conductor (PE) and equipotential bonding connection. Due to the height of the tower, direct lightning attachment to the tower structure must be expected and thus considered in the design of the tower (see IEC 62305-3, Subclause E.4.3).

External lightning protection systems can be considered for use with concrete towers, but should always be bonded to the steel reinforcement of the tower.

Equipotential bonding outlets connected to the steel reinforcement shall be placed at strategic termination points for bonding of equipment inside the tower. The reinforced concrete tower shall be designed according to 9.3.6.

9.3.4 Lattice tower

A lattice tower protects the inside of the tower against direct lightning attachment and provides some reduction of the lightning electromagnetic field, hence the space inside the tower is defined as LPZ 0_B. The lightning down conduction should be done via the lattice tower structural elements, which therefore have to fulfil the dimensions required for down conductors stated in IEC 62305-3 taking current sharing between the parallel paths into account.

Some protection for cables can be achieved by placing them in the inside corners of the tower leg metal profiles. Shielding cable conduits or trays placed inside the lattice tower will also provide protection.

9.3.5 Systems inside the tower

The inside of the tower shall be defined as one or more lightning protection zones (LPZ) for which the protection level required for internal equipment shall be evaluated as discussed in 8.5.

Ladder systems shall be bonded to the tower at each end, for every 20 m and at every platform.

Rails, guides for hoists, hydraulic piping, wires for personal protection and other components passing through a tower shall be bonded at each end. In addition, for lattice towers, bonding should be made for every 20 m, if possible.

The HV transformer earthing system should be bonded to the wind turbine earthing system. It is not recommended to use separate earthing systems for power systems and lightning protection.

9.3.6 Concrete foundation

Since the metal reinforcement of the wind turbine foundation will always be part of the lightning or fault current path to remote earth due to the mechanical and electrical connections to the tower, the metal reinforcement in a foundation shall always be considered a part of the LPS.

Electrical continuity of steelwork in reinforced concrete structures shall be ensured. Steelwork within reinforced concrete structures is considered to be electrically continuous if the major parts of vertical and horizontal bars are connected. Connections between metal reinforcement parts shall be either welded, clamped or overlapped by a minimum of 20 times their diameters and bound by conductive thread or otherwise securely connected. Special care should be exercised at the interconnections to prevent damage to the concrete due to localised arcing across poor contacts.

The connections between reinforcement elements shall be specified by the designer, and the installer shall carry out QA control of connections. The requirement for short and straight connections for the lightning protection earthing shall be recognised at all times.

If the metal reinforcement is used for the power system protective earth, the thickness of the metal reinforcement rods and the connections shall comply with the requirements for power system earthing systems which are usually stipulated in the electrical code.

Outlets for additional bonding, measurement or expansion of the earthing system shall be made at appropriate locations on the foundation.

9.3.7 Rocky area foundation

In rocky areas, the lowest resistivity is normally in the surface of the rock.

The B type earth termination system shall be used. See Subclause I.1.1 for further information on design details.

It is recommended to use at least two concentric ring electrodes for step and touch voltage protection, which may be combined with vertical electrodes drilled into the rock.

Rock anchor bolts shall be interconnected to each other and to the ring earthing system. If metal reinforced concrete is used, please refer to 9.3.6.

In rocky areas, it may not be possible to reach a low earthing resistance without establishing very extensive earthing systems. In such areas, emphasis should therefore be on providing surface potential difference control to limit touch and step voltages at the surface where people and livestock are likely to be standing, such as by placing one or more ring electrodes around the wind turbines and other installations, while providing surge protection for all service lines connecting the wind turbines to the power collection system and communication systems (see 8.5).

9.3.8 Metal mono-pile foundation

A metal mono-pile foundation is by nature a large earth electrode. It shall be used as the primary earth electrode.

A ring electrode system for controlling the surface potential gradients close to the foundation may be necessary depending on soil resistivity.

9.3.9 Offshore foundation

The resistivity of seawater is considerably lower than most soils. Therefore, for an offshore foundation, such as a mono-pile or metal reinforced concrete foundation, the earthing system requirements are considered fulfilled and no additional measures such as ring electrode, etc. are required. Interconnection of offshore foundations other than by the connection of collection system cable shields is generally not required.

External earthing systems of copper cannot be used off shore due to corrosion issues.

9.4 Electrode shape dimensions

The minimum length, l_1, of earth electrodes depends on the lightning protection level (I-IV) and on the soil resistivity.

For soil resistivities higher than 500 Ωm, the minimum length, l_1, increases linearly up to 80 m at a soil resistivity of 3 000 Ωm.

A type B arrangement comprises either a ring conductor external to the structure to be protected, in contact with the soil for at least 80 % of its total length, or a foundation earth electrode. Such earth electrodes may also be meshed.

For the ring earth electrode (or foundation earth electrode), the mean radius, r_e, of the area enclosed by the ring earth electrode (or foundation earth electrode) shall not be less than the value l_1:

$$r_e \geq l_1 \qquad (17)$$

Where l_1 is represented in Annex I, Figure I.1 according to LPS levels I, II, III and IV.

When the required value of l_1 is larger than the convenient value of r_e, additional horizontal or vertical (or inclined) electrodes shall be added with individual lengths l_r (horizontal) and l_v (vertical) given by the following equations:

$$l_r = l_1 - r_e \quad (18)$$

$$l_v = (l_1 - r_e)/2 \quad (19)$$

The number of electrodes shall be not less than two.

The additional electrodes should be connected as equidistantly as possible.

The stated minimum length, l_1, can be disregarded if the earthing resistance of the earthing system is less than 10 □□□□measured at a frequency different from power frequency (50 Hz to 60 Hz) and low order harmonics hereof.

Information about the soil resistivity, prospective earth fault current and clearance time is of utmost importance in the planning of the correct design and installation of the earthing system.

The soil resistivity will differ very much depending on the character of the soil. Methods for calculating the necessary earth electrode according to geometrical and physical shapes are given in Annex I.

9.5 Wind farms

A wind farm typically consists of a number of structures such as wind turbines, buildings, cable or overhead line infrastructure, high voltage substations and signal cables.

Each wind turbine shall have its own earthing system. The earthing systems of the individual wind turbines and the high voltage sub-station shall preferably be connected with horizontal earthing conductors, to form an overall wind farm earthing system. This is particularly beneficial in case good earthing resistance is difficult to obtain at each individual wind turbine position.

NOTE The connections between wind turbine earthing systems should be made with earthing conductors following the routes of the power collection cables connecting the wind turbines.

The earthing system of a wind farm is very important for the protection of the electrical systems, because a low-resistance earthing system reduces the potential difference between the different structures of the wind farm and so reduces the interference injected into the electrical links.

In order to reduce the probability of direct lightning flashes to cable routes in the ground and to reduce induced lightning effects on the cables an earthing conductor or, in the case of wider cable routes, a number of earthing conductors are recommended to be installed above the cable routes.

9.6 Execution and maintenance of the earthing system

The earthing system designer shall prepare an installation plan, which describes the layout of the earthing system with details of connection points, the use of connectors, clamps and welds, the position and amount of outlets and their type and quality.

Inspection shall be carried out during construction work, particularly before casting of concrete.

NOTE Electrical codes may require measurement of the earthing resistance.

A service and maintenance manual shall describe how often and how to inspect and maintain the earthing system. The inspection intervals should be agreed between the designer and the operator of the wind turbines. It should take into account aggressive environments where more regular inspection might be necessary. If components in the earthing system are expected to have a certain service life time, the inspection interval cannot be longer than the shortest expected service life time of the components.

10 Personal safety

Erection of large wind turbines on land takes several days when including the time it takes to assemble and disassemble the very large cranes that are used. Offshore wind turbines on the other hand may be erected within less than a day by the use of special vessels or jack-ups. In any case, there is usually up to a few weeks of post erection completion work before the wind turbine is commissioned. During this time, many people work in, on and around the wind turbine, and they are at considerable risk of being affected if lightning strikes the wind turbine.

Therefore safety procedures with regard to lightning should be established. Such procedures should include:

- regular checking of local weather forecasts (e.g. every morning);
- first aid training for personnel in relation to lightning injuries and injuries due to electrical accidents;
- application of intermediate earthing system connections as soon as possible;
- identification of safe locations;
- information about signal for lightning warning to everybody on the site;
- personnel instructions to
  - keep lookout for developing thunderclouds, audible thunder and visible lightning;
  - be aware of signs of high electrical fields from thunder clouds, such as hair standing on end, crackling sounds or light glow from pointed extremities such as air termination systems;
  - interrupt work and go to nearest safe location when lightning threat has been realised or lightning warning signal is received.

Such safety procedures should be included in the health and safety plan of the construction site and should be included in the wind turbine erection manual as well as the service and maintenance manual provided by the wind turbine supplier.

Weather bureaus usually provide reasonably accurate thunderstorm forecasts and even provide warning services by telephone, fax or internet, which should definitely be considered. However, it should not replace instruction of people on site to keep lookout for developing thunderclouds, thunder (audible within 10 km to 15 km) and lightning (visible within ~ 30 km). Local area and even portable lightning detection and thunderstorm warning devices, which could be useful, are available from different manufactures.

Some lightning warning systems may not provide warning of all lightning flashes, especially of the first lightning flash in a developing storm. Therefore it is essential that all personnel are made aware of the risk of lightning to their personal safety.

During construction work, connection of cranes, generators, etc. to the earthing system should be made as soon as possible.

People working on the outside of the nacelle and on the blades are definitely not safe, just as people stepping out of the wind turbine tower, standing next to the tower, climbing ladders, touching or working on electrical circuits, hardwired communication system etc. will be at risk

Annex C
(informative)

Protection methods for blades

C.1 General

C.1.1 Types of blades and types of protection methods for blades

Modern wind turbine blades are large hollow structures manufactured of composite materials, such as glass fibre reinforced plastic (GFRP), wood, wood laminate and carbon fibre reinforced plastic (CFRP). CFRP is typically used for reinforcement of the blade structure or for special components such as the tip shaft for blades with tip brakes (tip-stall braking mechanism). Some parts and discrete components such as mounting flanges, balancing weights, hinges, bearings, wires, electrical wiring, springs and fixtures are made of metal. At some point in time, hopes were high that lightning would not strike blades made of non-conducting material only, but practical experiences have clearly demonstrated that this is not the case. Lightning does in fact strike blades without any metallic components, and whenever a lightning arc is formed inside the blade damage is severe.

The two sides or surface skins of a blade are normally manufactured as separate sheets of glass fibre or other composite materials glued together along the leading and trailing edges and to an internal load-carrying structure also made of glass fibre. Inside the blade, there are large air-filled cavities formed by the surface skin and the internal structure and stretching the entire length of the blade. Alternatively, the blade skins also supply the mechanical strength of the blade in which the load carrying spar is avoided. Finally, blades may be cast in one piece and hence such blades are without the above-mentioned glued interfaces.

There are several types of blades depending on the control and braking mechanism employed, and the use of insulating and conductive composites. Five main types are shown in Figure C.1.

Type A blades use a flap (aileron) in the outer part of the leading edge for braking. On type A blades, lightning attachment points are often found on the steel flap hinges, and severe damage is often seen since the cross section of the steel wires used for operating the flap is usually insufficient for conducting the lightning current.

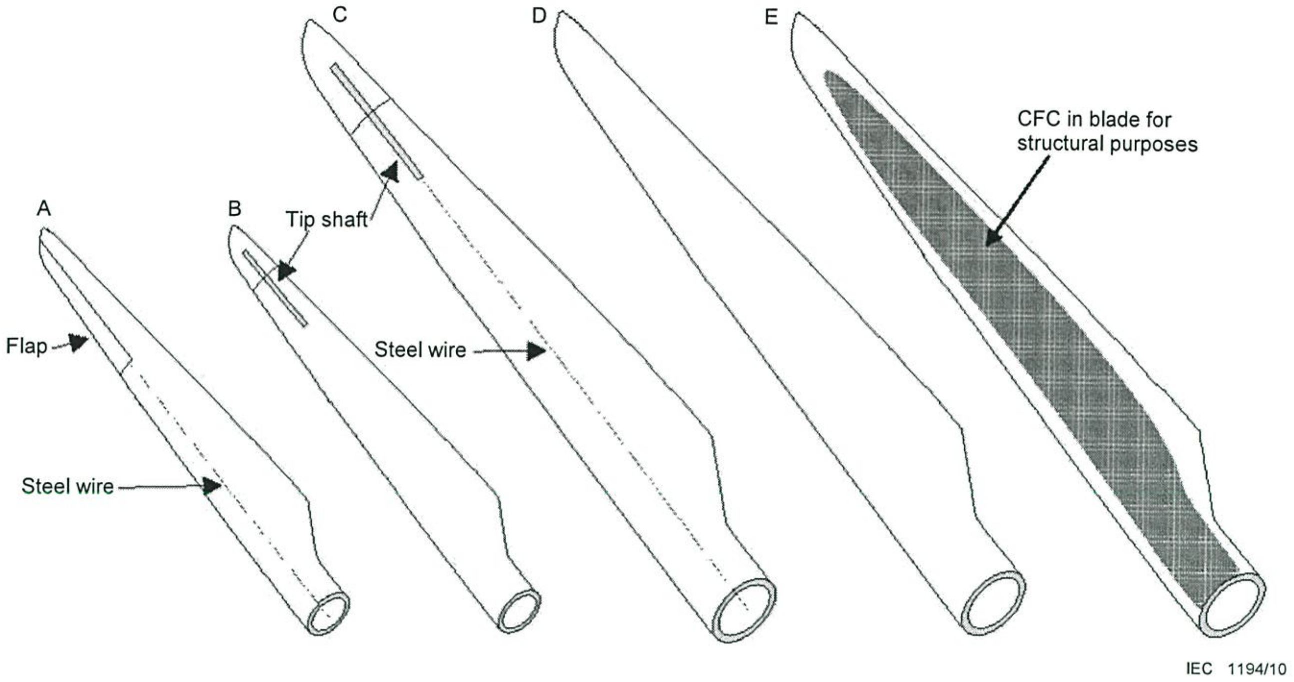


Figure C.1 – Types of wind turbine blades

Type B blades use a tip brake which is retained by a spring and released at excessive rotational speed by centrifugal force. With type B blades, lightning attachment points are predominantly seen within a few tens of centimetres from the outermost tip, or on the sides of the tip at the position of the outermost end of the tip shaft. From the attachment point, a lightning arc is formed inside the tip section to the outermost end of the tip shaft, and from the other end of the shaft, an arc is formed inside the main blade down to the steel mounting flange at the blade root. Such internal arcs invariably cause catastrophic destruction to the blade. Blades of types A and B were commonly used with older wind turbines as large as 100 kW.

Type C is a blade with a tip brake controlled by a steel wire. With type C blades, lightning attachment points are predominantly found within a few tens of centimetres from the outermost tip of the blade, or on the sides of the tip at the position of the outermost end of the tip shaft. With type C as with type B blades, a lightning arc formed inside the tip section between the attachment point and the outermost end of the shaft causes severe damage. On type C blades, damage to the main blade is mostly seen when the steel wire has been unable to carry the lightning current. Steel wires used for this purpose are of a minimum diameter of 10 mm or 12 mm for 17 m long blades. Such wires are capable of conducting most lightning currents, and thereby protecting the main blade from damage (see Clause C.6 for further discussion on dimensioning of protection systems).

Type D is a blade constructed entirely from non-conducting materials. Experiences with non-conducting blades are that, as with the other types of blades, lightning attachment points are mostly found close to the tip. Compared to the other types of blades, attachment points can also be found randomly distributed at other positions along the length of the blade.

Type E is a blade where some of the structural components are replaced with carbon fibre composite (CFC), since it has desirable mechanical properties. Depending on the specific design, CFC can be used as reinforcement of the blade skin, as well as for load carrying structural components, as the centre spar and main laminate. Due to its electrical properties, it might be integrated into the lightning protection system forming parts of the down

conductor. The issues of lightning protection of wind turbine blades containing CFC are treated in Clause C.3.

Lightning flashes attaching to non-conducting blades or to insulating parts of blades containing conducting parts may at least partly be explained by the fact that pollution and water make such blades more conductive over time. High-voltage laboratory experiments have shown that arc attachments occur to a non-conducting blade sprayed with saline water practically as if the blade was metallic [9]. Another part of the explanation is that the blades are simply in the way of lightning striking the wind turbine. In addition, it is known that discharges develop along a surface more easily than through air, and especially if the surface is contaminated with saline pollution and water. In any case, practical experience shows that severe lightning damage to both non-conducting blades (type D) and blades containing CFC (type E) is quite common and hence lightning protection is needed.

NOTE References to the literature are numbered [X] in this Annex and are listed in the Bibliography.

C.1.2 Blade damage mechanism

Typical types of damage at the lightning attachment points are delamination and incineration of the surface composite material, and heating or melting of metallic components serving as the attachment point.

The most severe damage to wind turbine blades occur, however, when lightning forms high energy arcs inside the blade due to attachment to an unprotected part of the blade skin. The arcs may form in the air volume inside the blade or along the internal surfaces. Another type of damage is seen when the lightning current or part of it is conducted in or between layers of composite materials or in glue cracks in connection with the down conductor system, presumably because such layers and cracks hold some moisture. The pressure shock wave caused by such internal arcs may literally explode the blade, ripping the blade surface skins apart along the edges and from the internal carrying spar. All grades of damage are seen ranging from surface cracking to complete disintegration of the blade. In some cases, pressure waves have propagated from the blade struck by lightning through the hub and into the other blades causing pressure damage to them.

Internal arcs often form between the lightning attachment point at the tip of the blade and some conducting component internal to the blade. With type C, the damage is often limited to the tip section, whereas the main blade is unharmed. Damage to type C main blades has normally been seen when an arc has formed inside the main blade. Typically, this has happened in cases where the steel wire controlling the tip brake was of insufficient cross section to conduct the lightning current from the tip shaft to the hub. With type A blades, the main blade is destroyed.

The phenomenon responsible for the severe structural damage to wind turbine blades is therefore the formation of a pressure shock wave around an arc of lightning inside the blade. Minor damage may occur when a lightning arc is formed on the outside surface or when the lightning current is conducted by metallic components with insufficient cross section.

The high energy internal arcing responsible for the structural damage is not to be confused with the low energy partial discharges commented in C.2.4.

C.2 Protection methods

C.2.1 General

The generic problem of lightning protection of wind turbine blades is to conduct the lightning current safely from the attachment point to the hub, in such a way that the formation of a lightning arc inside the blade is avoided. This can be achieved by diverting the lightning current from the attachment point along the surface to the blade root, using metallic conductors either fixed to the blade surface or inside the blade. Another method is to add

conducting material to the blade surface material itself, thus making the blade sufficiently conducting to carry the lightning current safely to the blade root. Variations of both these methods are used with wind turbine blades (see Figure C.2).

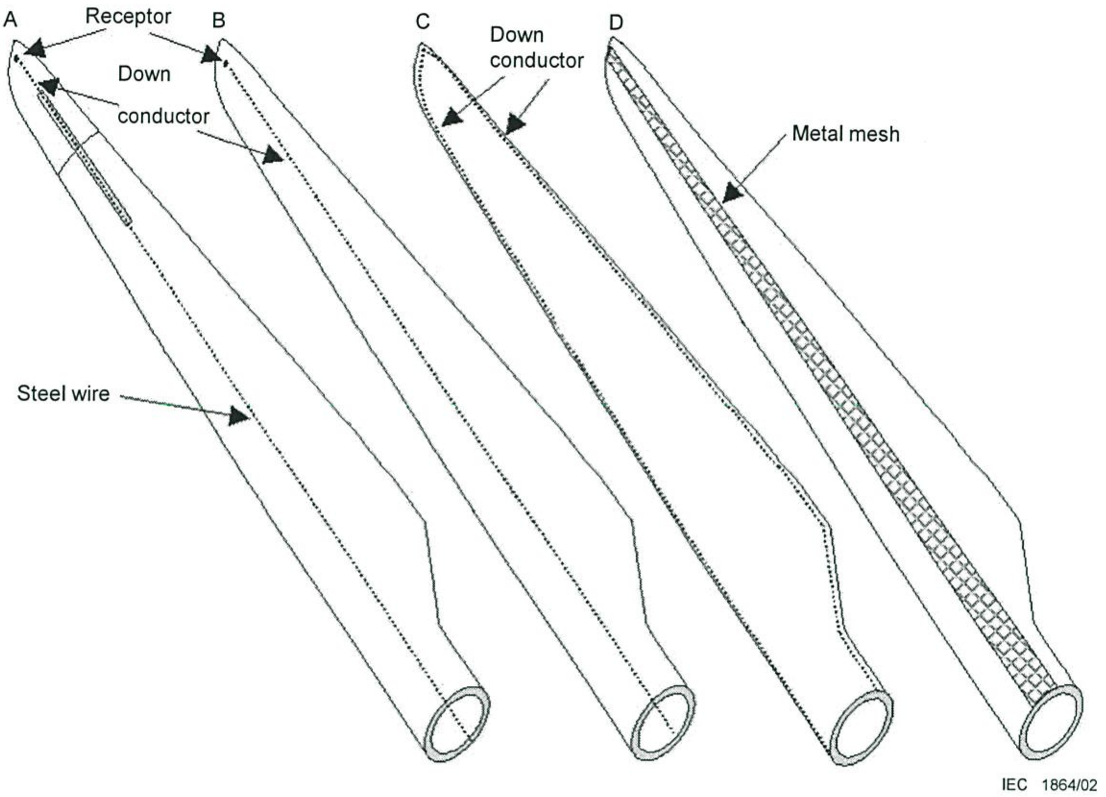


Figure C.2 – Lightning protection concepts for large modern wind turbine blades

C.2.2 Lightning air- termination systems on the blade surface or embedded in the surface

Metallic conductors on the blade surface serving as an air-termination system or a down conductor system must have sufficient cross section to be able to withstand a direct lightning attachment and conduct the full lightning current. In addition, certain dimensions are needed in order to achieve reliable fixing to the blade surface. The minimum cross section for aluminium is 50 mm2 and achieving reliable fixing of such conductors may be problematic. Furthermore, conductors mounted on the blade surface may compromise the aerodynamics of the blade or generate undesirable noise [10] [11].

For lightning conductors embedded in the blade, wires or braids of either aluminium or copper are used. In the literature, several protection systems are described where a metallic conductor connected to the blade root is placed either on the blade surface along the trailing edge of the blade or embedded in the trailing edge. Some blade designs have metallic conductors placed along both the leading and the trailing edge (type C). In addition, some have metallic diverters placed on the surface around the blade at several positions along the blade, each of these being connected to conductors placed along the blade edges [11] [12] [13] [14] [15].

C.2.3 Adhesive metallic tapes and segmented diverter strips

Adhesive aluminium tape placed on the blade surface has been used in several investigations. However, such tapes tended to peel off within a few months [12] [16]. Provided that the problem of keeping the tape on the blade can be solved, it is possible that metallic tapes can be an interesting protection method, especially as a retrofit for existing unprotected

blades. It should, however, be noted that large pressure waves are associated with guiding the flash close to the blade surface [10]. This may lead to structural damage.

Some promising experiments with segmented diverter strips have been performed in the past [17] [18]. Such segmented strips are used on aircraft radomes because they do not interfere with the radar signal. The use of long-lasting segmented diverter strips as part of the lightning protection for a wind turbine blade containing CFC has been described in literature [26].

It is possible that metallic tape can be used as one-shot protection requiring replacement after a lightning stroke.

C.2.4 Internal down conductor systems

A solution to the problems with conductors placed on the blade surface is to have the lightning conductors placed inside the blade. Metallic fixtures for the conductor penetrate the blade surface and serve as discrete lightning receptors. Such protection systems are used on aircraft [10].

The lightning protection system used on many blades currently in manufacture has discrete lightning receptors placed at the blade tip (types A and B in Figure C.2). From the receptors at the tip, an internal down conductor system leads the lightning current to the blade root. For blades with tip brakes, the steel wire controlling the tip is used as a down conductor (type A). If the blade is without tip brake, then a copper wire placed along the internal spar is used as a down conductor (type B).

Several thousands of blades with this lightning protection system (types A and B in Figure C.2) have been produced. The experiences with this lightning protection system for blades as long as 20 m are very positive [19]. The principle with one or more external air terminations connected to an internal down conductor has up till the date of publication been used widely by many manufacturers for blades up to 60 m. For such long blades, experience has shown that there is a risk of direct lightning attachment through the laminate to the internal down conductor causing severe blade damage. These problems appear to be linked to uncontrolled partial discharges developing from the internal conductive parts (the down conductor, connection components, etc.).

When such low-energy partial discharges are allowed to be incepted from the interior metal parts of the blade, they will propagate equally fast as the ones incepted from the receptors. Once these internal discharges strike the interior surface of the blade, they will, in connection with partial discharges on the blades' exterior, intensify the electrical stress experienced by the laminate. The increased stress might not be a problem for a limited number of rapid field changes (lightning striking receptors or nearby structures), but when the blade is exposed to several impacts during its entire service lifetime, the stress might eventually develop into a complete electrical breakdown. The physical impact on the blade from such a high voltage breakdown channel is rather limited, but the damage associated with the following lightning current will be disastrous as commented in C.1.2.

Such discharges may be impeded or delayed by encapsulating the internal down conductor and other conductive parts in the blade with electrically insulating material, thereby reducing the problem [27] [28].

C.2.5 Conducting surface materials

An alternative to a lightning air-termination system placed on the blade surface is to make the surface itself conducting. In the aircraft industry, lightning protection of glass and carbon fibre composite material for wings and surfaces exposed to lightning is achieved by adding conducting material to the outer layers, thereby reducing damage to a small area at the attachment point. The conducting material may be metal sprayed onto the surface, metal coated fibres in the outer layers of the composite material, metal wire woven into the outer layers of the composite material, or meshes of metal placed just beneath the surface [10] [15]

[21] and [20]. Lightning protection of wind turbine blades has been made with metal mesh placed along the sides of the blades just under the gel coat (D on Figure C.2). Sometimes the extreme tip of the blade is either made of metal or covered with a metal sheet [12] [13] [14] [15] [22] and [23].

The advantage of using metal meshes or other thin conducting surfaces for lightning down conductors is that possible interior conductive elements (CFC) are shielded from the electric field, and hence direct lightning attachments. The inductive voltage drop along the length of the conductor associated with the high current gradient will be slightly reduced, an important effect considering the risk of side flashes. However, the risk of getting direct lightning attachment to the edge of such thin geometries, and the possibility of uneven current distribution due to skin effects must also be considered.

C.3 CFC structural components

Carbon fibre composites (CFC) have been used for tip shafts for small blades and are now a commonly used material for reinforcement of large blades. The material is used either for the load carrying centre spar or directly in the blade skins due to its superior mechanical properties. The use of CFC for structural components is expected to increase even further as the size of blades increases.

The main issue with CFC is how it reacts to the impact from the lightning current possibly entering and flowing within the material. Here two electrical properties of CFC make it remarkably different than isotropic conductor materials like metals, the DC conductivity and the degree of anisotropy.

The d.c. conductivity of CFC is typically assigned a value which is a 1 000 times lower than that of aluminium, i.e. 3,5□104 S/m. This is an approximate value found for biaxial woven CFC plates used for small aircraft skins, measured parallel with the surface of the sample [25] [21].

Depending on the actual construction and weaving technique, the conductivity of CFC exhibit a very high degree of anisotropy. For CFC coupons used for lightning tests in the avionics industry, the conductivity has been measured and varies within four orders of magnitude for different current directions [29].

Therefore, the resistive heating of CFC when exposed to high current densities might be critical. Especially at the lightning attachment points where high currents enter a rather confined area, the temperature due to joule losses might exceed the evaporation temperature of the matrix (approximately 200 □C). When the matrix evaporates, the pressure from evolving gases can cause rupture and delamination of the CFC layers. The CFC may even incinerate, in particular at the lightning attachment point [21].

Where CFC is used in aircrafts, it is considered mandatory that lightning protection is provided for CFC components that may be struck by lightning or may conduct lightning current [10].

There are examples of CFC tip shafts for wind turbine blades having been damaged by lightning. Some laboratory experiments have also demonstrated problems with CFC shafts conducting lightning current [24]. Laboratory tests of blades with CFC skin have shown surface delamination and incineration at the lightning attachment point [9] [26]. Protection of the CFC surfaces against direct lightning attachments is therefore required, either by means of encapsulation by a sufficient layer of insulation material or shielding by external lightning capturing devices.

Since the conductive CFC is most often a parallel path to the lightning current, relative to the down conductor, proper bonding between CFC and other conducting components must be made. For each specific blade design, it should be determined whether the spacing between equipotential bondings is small enough to avoid the development of critical voltages between

the CFC and the down conductor. Critical voltages in this context are voltages that can potentially puncture the insulation layer between the CFC and the down conductor, affecting the mechanical strength of the structure.

Once the lightning current has been distributed over a wide cross sectional area of the CFC, such structures may be able to conduct lightning current without being damaged.

C.4 Particular concerns with conducting components

Conductive components in this clause cover all other conductive parts in the blade besides the receptors and down conductor system described in Clause C.2, and the possible CFC described in Clause C.3.

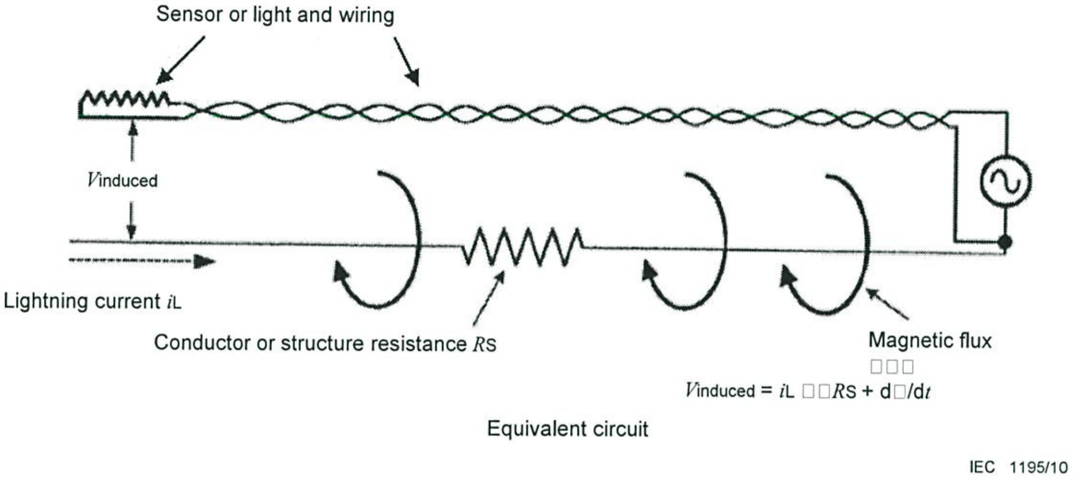


Figure C.3 – Lightning induced voltages between lightning conductor or structure and sensor wiring

Wiring for sensors placed on or inside blades may be exposed to strong magnetic fields that can produce damaging voltages between the lightning conductor and other wiring in the blade, as illustrated in Figure C.3. Such wiring should be avoided if possible. If not, both sensors and wiring must be protected by appropriate equipotential bonding to the down conductor system and shielded or covered by the external lightning receptors. Having well exposed external lightning receptors directly outside of internal conducting components should protect the internal structures from direct lightning attachment. Furthermore, the risk of getting partial discharges from internal wiring is minimised by covering the conductive wiring carefully with electrically insulating materials. Note that high currents and voltages may be induced in isolated conductor loops in the vicinity of the down conductor system. Such surges can possibly result in internal sparking. It is possible that designs which integrate electrical wiring associated with sensors, lights and other systems with the lightning protection system, including the lightning down conductor, may be the most successful in avoiding damage to these systems. Careful coordination of designs of all systems contained within a blade is essential for successful lightning protection of the blade and functioning of the systems contained within the blade.

Metallic structural components within the blade, i.e. weights, dampers, platforms, etc. must be treated similarly. All conductive parts in the blade must be designed to minimise electric field enhancement and be connected by equipotential bonding to reduce the risk of internal discharges. As with the wiring, it is important that the external air terminations shield off the internal conductive components from the electric field, hence protecting these areas from direct lightning attachment.

If other conductive components are located within the blade, i.e. blade tip navigation light, lightning sensors, condition monitoring equipment, etc., it must always be shielded by external lightning receptors thereby minimising the risk of direct lightning attachment to the structures. As described previously, the risk of internal discharges possibly leading to puncture of the blade skin can be minimised by encapsulating all internal conductive parts carefully in electrical insulation material.

C.5 Interception efficiency

The interception efficiency is an issue with the lightning protection methods using discrete air-termination systems placed on the blade surface. Any air terminations and extensions of air terminations (solid conductors and segmented diverters on the surface) must be placed in such a way that the likelihood of lightning puncturing a non-conducting surface is reduced to an acceptable level.

The placement of air terminations would be such that the flashover voltage along the blade non-conducting surface is smaller than the breakdown voltage of the blade skin. In practice, both the breakdown voltage of the blade skin and the surface flashover voltage will be difficult to establish, as variations due to different composite materials as well as influence of ageing, cracks, humidity and pollution must be expected. Furthermore, the interception efficiency of segmented diverters and of discrete receptors will be influenced by the presence of conducting materials inside the blade [10].

For blades up to 20 m long, receptors at the tip of the blade have proven to be adequate. Recent publication of lightning attachment distribution for 39 m glass fibre blades shows that the majority of lightning flashes attaches to the tip region of the blade (88 %) whereas the remaining strikes attached to the receptor 5 m inboard the tip [30].

High-voltage strike attachment tests on test specimens representing the design are useful for revealing insufficient receptor protection. However, further studies are needed, particularly of the effects of wet, polluted and aged blades.

Numerical methods used to determine likely attachment areas on blades and nacelles and estimates of the annual number of direct lightning flash attachments to certain structures are currently being developed [32] [33]. Once the potential and use of these models are fully understood, they can be used to estimate the surfaces where lightning may possibly strike if these surfaces were conductive or had receptors. It is not likely, however, that numerical simulation methods can predict with certainty whether a non-conductive blade structure would be punctured, or establish the number and location(s) of receptors necessary to prevent punctures. This is due to the complexity of most blade structures, and the dynamics of multiple streamer origination and growth. Thus the numerical methods may become useful design tools, but high-voltage attachment tests, as described in Clause D.2, of candidate designs should be used to provide additional assurance of protection effectiveness.

C.6 Dimensioning of lightning protection systems

The materials used for lightning protection of wind turbine blades must be able to withstand the combined effects of the electric, thermal and electrodynamic stresses imposed by the lightning current. Nominal dimensions for materials used for air termination and down conductors are listed in Table C.1 (see also IEC 62305-3).

Table C.1 – Material, configuration and minimum nominal cross-sectional area of air-termination conductors, air-termination rods and down conductors (corresponds to Table 6 in IEC 62305-3, future edition 2 [5]))

Material	Configuration	Nominal cross-sectional area mm^2	Comments [i,j]
Copper	Solid tape	50 [h]	2 mm thickness
	Solid round [g]	50 [h]	8 mm diameter
	Stranded	50 [h]	1,7 mm diameter of each strand
	Solid round [c, d]	200	15 mm diameter
Tin plated copper [a]	Solid tape	50 [h]	2 mm thickness
	Solid round [g]	50 [h]	8 mm diameter
	Stranded	50 [h]	1,7 mm diameter of each strand
Aluminium	Solid tape	70	3 mm thickness
	Solid round	50 [h]	8 mm diameter
	Stranded	50 [h]	1,7 mm min. diameter of each strand
Aluminium alloy	Solid tape	50 [h]	2,5 mm thickness
	Solid round	50	8 mm diameter
	Stranded	50 [h]	1,7 mm diameter of each strand
	Solid round [c]	200	15 mm diameter
	Copper coated solid round	50	250 µm min. radial copper coating 99,9 % copper content
Hot-dip galvanised steel [b]	Solid tape	50 [h]	2,5 mm thickness
	Solid round	50	8 mm diameter
	Stranded	50 [h]	1,7 mm diameter of each strand
	Solid round [c, d]	200	15 mm diameter
Stainless steel [e]	Solid tape [f]	50 [h]	2 mm thickness
	Solid round [f]	50	8 mm diameter
	Stranded	70 [h]	1,7 mm diameter of each strand
	Solid round [c, d]	200	15 mm diameter
Steel	Copper coated solid round	50	250 □m min. radial copper coating 99,9% copper content

a Hot dipped or electroplated minimum thickness coating of 1 □m.

b The coating should be smooth, continuous and free from flux stains with a minimum weight of coating of 350 g/m^2 for solid round conductors and 500 g/m^2 for solid tape conductors.

c Applicable for air termination rods only. For applications where mechanical stress such as wind loading is not critical, a 10 mm diameter, 1 m long maximum air termination rod with an additional fixing may be used.

d Applicable to earth lead-in rods only.

e Chromium □□16 %, nickel □□8 %, carbon □□0,07 %.

f For stainless steel embedded in concrete, and/or in direct contact with flammable material, the minimum sizes should be increased to 78 mm^2 (10 mm diameter) for solid round and 75 mm^2 (3 mm minimum thickness) for solid tape.

g 50 mm^2 (8 mm diameter) may be reduced to 28 mm^2 (6 mm diameter) in certain applications where mechanical strength is not an essential requirement. Consideration should, in this case, be given to reducing the spacing of the fasteners.

h If thermal and mechanical considerations are important, these dimensions can be increased to 60 mm^2 for solid tape and to 78 mm^2 for solid round.

i The minimum cross section to avoid melting is 16 mm^2 (copper), 25 mm^2 (aluminium), 50 mm^2 (steel) and 50 mm^2 (stainless steel) for a specific energy of 10 000 kJ/ □. For further information, see Annex E of IEC 62305-3.

j Allowable tolerances for the cross section area are 3 %.

---

5) To be published.

The cross-sectional areas given above are meant as a guideline derived for simple conductors. For such geometries, the temperature rise associated with the lightning current might be evaluated analytically or numerically. Considering components for special applications, such as flexible down conductors, and more complex geometries such as receptors, connection components, expanded foil, etc., different dimensions can be considered; for such components, the design verification should be based on laboratory tests. When the individual lightning protection components are put together forming the entire blade installation, testing of the final solution is recommended.

Components under load such as the steel wires for tip brakes may have to be even more solid as the mechanical strength is reduced if heated to high temperatures. There are a few experiences with steel wires for tip brake control that have broken or melted due to lightning currents even for wires of up to 10 mm diameter (cross-sectional area 78 mm^2).

The temperature rise of conductors carrying lightning current can be evaluated as shown in equation C.1 (see also IEC 62305-1). The constructor must consider the temperature rise of all components subjected to all or parts of the lightning current and ensure that such components have sufficient strength to fulfil its function immediately after a lightning stroke.

$$\theta - \theta_0 = \frac{1}{\alpha}\left[\exp\left(\frac{W/R \cdot \alpha \cdot \rho_0}{q^2 \cdot \gamma \cdot c_w}\right) - 1\right] \qquad (C.1)$$

where

$\theta - \theta_0$	[K]	is the temperature rise of the conductors;
α	[1/K]	is the temperature coefficient of the resistance;
W/R	[J/Ω]	is the specific energy of the current impulse;
ρ_0	[Ωm]	is the specific ohmic resistance of the conductor at ambient temperature;
q	[m^2]	is the cross-sectional area of the conductor;
γ	[kg/m^3]	is the material density;
c_w	[J/kgK]	is the thermal capacity.

Table C.2 shows the inputs to this equation for common materials, and Table C.3 shows temperature rises for different conductors. It should be noted that in the case of pre-loaded wires, the temperature rise does not have to reach the melting point to cause failure.

Table C.2 – Physical characteristics of typical materials used in lightning protection systems (Table D.2 in IEC 62350-1)

Quantity	Material			
	Aluminium	Mild steel	Copper	Stainless steel *
ρ_0 [Ωm]	$29 \cdot 10^{-9}$	$120 \cdot 10^{-9}$	$17{,}8 \cdot 10^{-9}$	$0{,}7 \cdot 10^{-6}$
α [1/K]	$4{,}0 \cdot 10^{-3}$	$6{,}5 \cdot 10^{-3}$	$3{,}92 \cdot 10^{-3}$	$0{,}8 \cdot 10^{-3}$
γ [kg/m^3]	2 700	7 700	8 920	$8{,}0 \cdot 10^3$
θ_s [°C]	658	1 530	1 080	1 500
c_s [J/kg]	$397 \cdot 10^3$	$272 \cdot 10^3$	$209 \cdot 10^3$	–
c_w [J/kgK]	908	469	385	500

θ_s [°C] is the melting temperature;

c_s [J/kg] is the latent heat of melting.

* Austenitic non-magnetic.

Table C.3 – Temperature rise [K] for different conductors as a function of *W/R* (Table D.3 in IEC 62305-1)

Cross-section mm2	Material											
	Aluminium			Mild steel			Copper			Stainless steel *		
	W/R MJ/Ω			*W/R* MJ/Ω			*W/R* MJ/Ω			*W/R* MJ/Ω		
	2,5	5,6	10	2,5	5,6	10	2,5	5,6	10	2,5	5,6	10
4	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
10	564	–	–	–	–	–	169	542	–	–	–	–
16	146	454	–	1 120	–	–	56	143	309	–	–	–
25	52	132	283	211	913	–	22	51	98	940	–	–
50	12	28	52	37	96	211	5	12	22	190	460	940
100	3	7	12	9	20	37	1	3	5	45	100	190

* Austenitic non-magnetic.

Considering the impact on the air termination, IEC 62305-1 suggests the use of the anode-or-cathode voltage drop model. The model assumes that all the injected energy in the arc root is used for evaporation of the bulk material, hence neglecting heat diffusion within the metal. The melted volume using this conservative approach can be found using equation C.2.

$$V = \frac{u_{a,c} \cdot Q}{\gamma} \cdot \frac{1}{c_w \cdot (\theta_s - \theta_u) + c_s} \qquad \text{(C.2)}$$

where

V	[m3]	is the volume of metal melted;
$u_{a,c}$	[V]	is the anode-or-cathode voltage drop (assumed as constant);
Q	[C]	is the charge of the lightning current;
γ	[kg/m 3]	is the material density;
c_w	[J/kgK]	is the thermal capacity;
θ_s	[°C]	is the melting temperature;
θ_u	[°C]	is the ambient temperature;
c_s	[J/kg]	is the latent heat of melting.

Using a typical anode-or-cathode voltage $u_{a,c}$ drop of a few tens of volts, the model leads to an overestimate of the melted volume.

C.7 Blade-to-hub connection

At the root of the blade, the down conduction system is usually either terminated to the blade mounting flange or to the hub.

If the blade is pitch regulated (type D), the lightning current is either allowed to pass uncontrolled through the pitch bearing or some kind of bonding across the bearing is provided such as a sliding contact or a flexible bonding cable with enough slack to allow for the pitch motion. The flexible bonding across the bearing can be combined with the innermost part of the down conductor from the blade.

In blades with tip brake (type C), the hydraulic system, which actuates the control wire, must be protected. Standard hydraulic cylinders that are normally used can be damaged by flashovers from the rod to the cylinder housing. Usually, the hydraulic cylinder is protected by diverting the lightning via a flexible bonding strap with sufficient slack to allow for the motion, or alternatively a sliding air gap or brush is used to divert lightning current away from the hydraulic cylinder. Another approach with a sliding air gap construction has been described [24].

Care must be taken to reduce the slack in such bonding straps, since the inductive voltage drop across the slack may become very high, thus resulting in inefficient protection of the cylinder [24].

ประวัติผู้เขียน

นายวรเมธ ชัยอาชาวงษ์ เกิดเมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน พ.ศ.2536 ที่จังหวัดปทุมธานี สำเร็จการศึกษาระดับมัธยมศึกษาจากโรงเรียนธัญบุรี เข้าศึกษาที่คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ในปีการศึกษา 2554
ฝึกงานที่ : บริษัท อีซูซุเอ็นยิ่นแมนูแฟคเจอริ่ง (ประเทศไทย) จำกัด

นายวรากร พุทธานนท์ เกิดเมื่อวันที่ 29 กันยายน พ.ศ.2536 ที่จังหวัดราชบุรี สำเร็จการศึกษาระดับมัธยมศึกษาจากโรงเรียนเบญจมราชูทิศ ราชบุรี เข้าศึกษาที่คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ในปีการศึกษา 2554
ฝึกงานที่ : บริษัท เคมีแมน จำกัด

นายวัลลภ เศษสูงเนิน เกิดเมื่อวันที่ 15 สิงหาคม พ.ศ.2537 ที่จังหวัดสระบุรี สำเร็จการศึกษาระดับมัธยมศึกษาจากโรงเรียนสระบุรีวิทยาคม เข้าศึกษาที่คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหารลาดกระบัง ในปีการศึกษา 2554
ฝึกงานที่ : บริษัท เคมีแมน จำกัด

นางสาววิชุนารถ เล้าอติมานเกิดเมื่อวันที่ 4 มกราคม พ.ศ.2537 ที่จังหวัดเชียงใหม่ สำเร็จการศึกษาระดับมัธยมศึกษาจากโรงเรียนมงฟอร์ตวิทยาลัย เข้าศึกษาที่คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหารลาดกระบัง ในปีการศึกษา 2554
ฝึกงานที่ : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 ภาคเหนือ จังหวัดเชียงใหม่