

一般

台灣電力股份有限公司 101 年度
研究計畫 5460100034

配電變壓器設置地點之規劃設計研究 期末報告

台灣電力股份有限公司

中華民國 103 年 1 月

本報告書僅供
政府機關參考
請勿轉載

配電變壓器設置地點之規劃設計研究

期末報告

研究方式：合作研究

執行期間：自 102 年 02 月 01 日至 103 年 01 月 31 日止

計畫主持人：蘇偉府(崑山科技大學)

張文奇(綜合研究所)

研究人員：劉志文(國立台灣大學)

黃世杰、劉憲宗、廖昭銘、蔡世傑

陳映蓉、林峻偉、古佩弘、戴德育

林哲緯(國立成功大學)

蔡森洲(綜合研究所)

執行單位：崑山科技大學電機工程系

台灣電力公司綜合研究所

摘要

本研究計畫針對美國、德國、英國、日本及韓國等國家之電力公司，以及台灣電力公司等有關配電變壓器相關資料進行蒐集分析，藉由分析各國電力公司對帶電體已被覆之桿上變壓器、帶電體未被覆之桿上變壓器及亭置式變壓器等執行經驗，研提配電變壓器與用戶住宅或其它設施間隔距離之內部相關規定與實際執行方法，並從國內外實務運作的角度及經驗，綜合評估配電變壓器包括相關配電箱、開關等設備其設置地點之規劃及設計，進而研析各種可能方案，並規劃周延可行之推動策略與配套措施，提供台灣電力公司做為配電變壓器設置地點之參考。

計畫之執行上，除搜尋上列各國現行法規標準及資料典藏、參考文獻及相關資源外，並利用學術交流取得相關資訊，同時藉由相關配電變壓器及設備廠商之各項訊息及訪查晤談，均有助於本計畫在配電變壓器及設備配置方式之研究，此外，本計畫並與電力公司區營業處討論配電變壓器及設備配置方式之確實可行作法，實際瞭解配電變壓器及設備配置方式相關準則訂定之實用性，並詳以分析台灣電力公司與國外電力公司配電變壓器及設備配置方式之差異性。

關鍵字：配電變壓器、電力公司、設備配置

Abstract

The purpose of this project is to collect utility distribution transformer placement data that is currently performed in USA, Germany, England, Japan, and Korea. The collected data include national standards and transformer setting criteria. The results gained from the research will serve as useful references for Taiwan Power Company, anticipating achieving a feasible way of distribution transformer placement.

In carrying out this project, the data from all existing standards, archival collections, and academic references are all collected. Meanwhile, the related information from academic cooperation, manufacturers' data, and field visit are all acquired, which are useful to enrich this study. For a better comprehension of transformer practices, discussions with utility engineers are extensively made. Difference between domestic utilities and foreign companies will be also prudently analyzed.

Keywords: distribution transformer, electric power company, equipment placement.

目錄

摘要	I
Abstract	II
目錄	III
圖目錄	VII
表目錄	XIV
第一章 緒論	1
1-1 研究背景	1
1-2 研究目標	1
1-3 研究方法及步驟	3
1-4 各章重點之簡述	4
第二章 配電變壓器之介紹	6
2-1 前言	6
2-2 現行配電變壓器之介紹	6
2-2-1 桿上變壓器之特性與構造	7
2-2-2 亭置式變壓器特性與構造	11
2-3 配電變壓器之設置方式	17
2-3-1 架空線路配電變壓器裝置方式	17
2-3-2 地下供電系統配電變壓器裝置方式	20
2-4 本章結論	25
第三章 國內配電變壓器之設置	26
3-1 前言	26
3-2 國內相關法源規定	26
3-2-1 公路用地相關設置規範及電業供電線路裝置規則	27

3-2-2 路權外(建築基地)設置規範 -----	48
3-3 電力公司現行規範 -----	50
3-3-1 電力公司於公路用地之設置規範 -----	51
3-3-2 電力公司於路權外配電設施之設置辦法-----	54
3-4 國內配電變壓器設置之相關案例 -----	56
3-5 本章結論 -----	63
第四章 國際配電變壓器之設置探討 -----	65
4-1 前言 -----	65
4-2 美國地區電力網路 -----	65
4-2-1 美國國家級法規之電業規範 -----	67
4-2-2 美國地區州政府設置配電設施之規範 -----	74
4-2-3 美國地區電力公司設置配電設施之規範-----	75
4-2-4 美國各地區配電變壓器之設置實照 -----	78
4-2-5 本節總結 -----	81
4-3 德國地區電力系統之概況 -----	84
4-3-1 德國地區電力公司之簡介 -----	87
4-3-2 德國國家級法規之電業規範 -----	88
4-3-3 德國地區地方州政府設置配電設施之規範-----	90
4-3-4 德國標準化協會之規範 -----	91
4-3-5 德國地區配電變壓器之設置實照 -----	95
4-3-6 本節總結 -----	101
4-4 英國地區電力系統概況 -----	103
4-4-1 英國國家級法規之電業規範 -----	104
4-4-2 英國電機工程師學會之規範 -----	107
4-4-3 英國地區電力公司設置配電設備之規範-----	111

4-4-4 英國各地區配電變壓器之設置情形 -----	113
4-4-5 本節總結 -----	114
4-5 日本地區電力系統之概況 -----	116
4-5-1 日本地區國家級法規之電業規範 -----	119
4-5-2 日本地區地方政府設置配電設施之規範 -----	122
4-5-3 日本地區電力公司配電設備之設置規範 -----	127
4-5-4 日本地區配電變壓器之設置實照 -----	131
4-5-5 本節總結 -----	138
4-6 韓國地區電力系統之概況 -----	140
4-6-1 韓國國家級法規之電業規範 -----	141
4-6-2 韓國大韓電氣協會之規範 -----	143
4-6-3 韓國電力公司設置配電設備之規範 -----	163
4-6-4 韓國各地區配電變壓器之設置情形 -----	166
4-6-5 本節總結 -----	171
4-7 各國規劃之分析探討 -----	176
4-8 本章結論 -----	182
第五章 配電變壓器之區處訪查資料探討 -----	187
5-1 前言 -----	187
5-2 區營業處地理環境與現況 -----	187
5-3 台灣電力公司各區處配電設備遷移案件之統計分析 ---	203
5-4 臺灣各區處問卷分析統計 -----	221
5-5 臺灣各地區配電變壓器實際遷移案例與判例之分析探討 -----	225
5-6 本章結論 -----	231
第六章 結論及建議 -----	232

6-1 結論	241
6-2 建議	242
參考文獻	247
附錄 A 美國地區相關資料原文	252
附錄 B 德國地區相關資料原文	253
附錄 C 英國地區相關資料原文	254
附錄 D 日本地區相關資料原文	255
附錄 E 韓國地區相關資料原文	256
附錄 F 工作訪查問卷	257

圖目錄

圖 1-1 計畫之工作流程示意圖 -----	4
圖 2-1 一般型桿上變壓器外殼之正視圖及俯視圖 -----	7
圖 2-2 一般型桿上變壓器外殼之側視圖 -----	7
圖 2-3 改良型桿上變壓器外殼之正視圖與俯視圖 -----	8
圖 2-4 密封型桿上變壓器外殼之正視圖及俯視圖 -----	9
圖 2-5 密封型桿上變壓器外殼之側視圖 -----	9
圖 2-6 單具變壓器供單相電源接線圖 -----	17
圖 2-7 單具變壓器裝桿方式示意圖 -----	18
圖 2-8 雙具變壓器燈力用電接線圖 -----	18
圖 2-9 雙具變壓器動力用電接線圖 -----	19
圖 2-10 雙具變壓器裝桿方式示意圖 -----	19
圖 2-11 單相變壓器內部接線圖 -----	20
圖 2-12 單相二線 240V 變壓器額定電壓接線方式 -----	21
圖 2-13 單相三線 120/240V 變壓器額定電壓接線方式 -----	21
圖 2-14 三相三線 V 接線方式 -----	22
圖 2-15 Y-△接線方式 -----	23
圖 2-16 Y-Y 接線方式 -----	24
圖 3-1 設備及供電設備與配電變壓器之關係示意圖 -----	27
圖 3-2 公路橫斷面示意圖 -----	28
圖 3-3 路寬為 12 m 以下公路使用公路用地設施位置之示意圖 ----	29
圖 3-4 路寬為 15~28 m 公路使用公路用地設施位置之示意圖 ----	29
圖 3-5 路寬為 30 m 以上公路使用公路用地設施位置之示意圖 ----	30
圖 3-6 桿上變壓器於電桿之裝置方式 -----	53
圖 3-7 建桿距離溝渠或斷崖之示意圖 -----	54

圖 3-8 單具變壓器設置於分隔島之情形 -----	57
圖 3-9 三具變壓器設置於分隔島之情形 -----	57
圖 3-10 雙具變壓器設置於路肩外緣距路口轉彎處之情形 -----	58
圖 3-11 單具變壓器設置於路基邊緣之情形 -----	58
圖 3-12 雙具變壓器設置於人行道之情形 -----	58
圖 3-13 電氣設備設置於人行道之情形 -----	59
圖 3-14 雙具變壓器設置於路肩外緣之情形 -----	59
圖 3-15 單具變壓器設置於民宅前之情形 -----	60
圖 3-16 私有基地內之屋外配電場所設置情形 -----	60
圖 3-17 公有基地內之屋外配電場所設置情形 -----	60
圖 3-18 私有基地內之屋外配電場所外觀美化情形 -----	61
圖 3-19 亭置式變壓器於觀光地區之美化情形 -----	61
圖 4-1 美國聯合電力系統示意圖 -----	66
圖 4-2 架空線與道路間距之示意圖 -----	76
圖 4-3 舊金山地區人行道上電桿及桿上變壓器之實際設置圖 -----	79
圖 4-4 舊金山地區民宅旁桿上變壓器之實際設置圖 -----	79
圖 4-5 舊金山地區人行道或街道旁電氣設施之美化情形 -----	79
圖 4-6 洛杉磯地區桿上變壓器之配置情況 -----	80
圖 4-7 洛杉磯地區三具桿上變壓器之實際設置情況 -----	80
圖 4-8 西雅圖市之桿上變壓器設置情況 -----	81
圖 4-9 西雅圖市之亭置式變壓器實際設置情況 -----	81
圖 4-10 德國電力系統之架構圖 -----	84
圖 4-11 TN-C 接地系統 -----	85
圖 4-12 TN-S 接地系統 -----	85
圖 4-13 TN-C-S 接地系統 -----	86

圖 4-14 TT 接地系統 -----	86
圖 4-15 IT 接地系統 -----	87
圖 4-16 德國電力公司供電區域分布圖 -----	88
圖 4-17 巴伐利亞邦位置圖 -----	90
圖 4-18 屋內配電線路安裝規範之示意圖 -----	93
圖 4-19 電力裝置操作之安全距離 -----	94
圖 4-20 德國法蘭克福地區亭置式變壓器設置於人行道 -----	96
圖 4-21 德國法蘭克福地區亭置式變壓器設置於隱蔽處 -----	96
圖 4-22 德國海德堡地區亭置式變壓器設置於人行道 -----	97
圖 4-23 德國海德堡地區亭置式變壓器設置於隱蔽處 -----	97
圖 4-24 德國慕尼黑地區亭置式變壓器設置於人行道處 -----	97
圖 4-25 德國慕尼黑地區亭置式變壓器設置於隱蔽處 -----	98
圖 4-26 德國法蘭克福地區亭置式變壓器設置海報張貼專區實照 -	98
圖 4-27 德國慕尼黑地區亭置式變壓器設置海報張貼專區實景 ----	99
圖 4-28 德國海德堡地區電桿設置於屋頂處實照 -----	99
圖 4-29 德國慕尼黑地區電桿設置於屋頂處實照 -----	100
圖 4-30 德國法蘭克福地區配電室設置於較偏遠處 -----	100
圖 4-31 德國慕尼黑地區配電室設置於較偏遠處 -----	101
圖 4-32 英國電力系統之架構圖 -----	104
圖 4-33 英國傳統配電架構圖 -----	104
圖 4-34 英國新設電桿之施工單位權責示意圖 -----	105
圖 4-35 用戶允許電力公司進行配電設備維護之示意圖 -----	106
圖 4-36 英國道路施工之電力設置示意圖 -----	107
圖 4-37 英國國家電氣安裝標準於架空安全防護之示意圖 -----	108
圖 4-38 公共設施與架空設備間距之示意圖 -----	109

圖 4-39	配電設備設置於道路旁之裝設示意圖 -----	110
圖 4-40	架空線路設置規定之示意圖 -----	110
圖 4-41	線路裝設於屋內地板下之示意圖 -----	111
圖 4-42	英國劍橋郊區民宅旁之電桿實照 -----	113
圖 4-43	英國牛津郊區電桿架設之實照 -----	114
圖 4-44	英國倫敦郊區亭置變壓器之設置實照 -----	114
圖 4-45	日本地區各電力公司之供電範圍與系統概況 -----	117
圖 4-46	日本東京電力公司之電力系統架構示意圖 -----	117
圖 4-47	日本東京電力公司整體配電網路之線路總長度 -----	121
圖 4-48	日本東京 23 區及東京電力公司供電範圍之配電地下化比率 -----	121
圖 4-49	亭置式變壓器設置於植栽設施帶之示意圖 -----	125
圖 4-50	亭置式變壓器設置於無植栽設施帶之示意圖 -----	126
圖 4-51	日本東京電力公司供電範圍之示意圖 -----	128
圖 4-52	電線共同管溝示意圖 -----	129
圖 4-53	亭置式變壓器之線路安裝示意圖 -----	130
圖 4-54	日本九州電力公司之供電範圍示意圖 -----	131
圖 4-55	日本九州福岡地區亭置式變壓器設置於人行道 -----	132
圖 4-56	日本九州福岡地區亭置式變壓器設置於腳踏車道 -----	133
圖 4-57	日本九州福岡地區亭置式變壓器設置於汽車道植栽帶 ---	133
圖 4-58	日本九州福岡地區亭置式變壓器設置於人行道植栽帶 ---	133
圖 4-59	日本九州福岡地區桿上變壓器及其附屬設施設置於巷道	134
圖 4-60	日本九州福岡地區桿上變壓器設置於汽車道與人行道間	134
圖 4-61	日本中電下關地區亭置式變壓器設置於腳踏車道旁 -----	135
圖 4-62	日本中電下關地區亭置式變壓器設置於人行道旁 -----	135

圖 4-63	日本中電下關地區亭置變壓器設於人行道與腳踏車道間	136
圖 4-64	日本中電下關地區亭置式變壓器設置於民宅門口 -----	136
圖 4-65	日本中電下關地區亭置式變壓器設置於人行道旁 -----	136
圖 4-66	日本中電下關地區桿上變壓器設置於汽車道與人行道間	137
圖 4-67	日本中電下關地區桿上變壓器設置於民宅旁 -----	137
圖 4-68	日本中電下關地區桿上變壓器設置於路口轉彎處 -----	137
圖 4-69	桿上變壓器安裝位置之示意圖 -----	144
圖 4-70	單具桿上變壓器設置方向之示意圖 -----	145
圖 4-71	三具桿上變壓器設置方向之示意圖 -----	145
圖 4-72	桿上變壓器一次引入線安裝之示意圖 -----	147
圖 4-73	桿上變壓器二次側接線方式之示意圖 -----	148
圖 4-74	配電設備應避免密集設置於相同場所 -----	148
圖 4-75	韓國地區亭置式變壓器之彩繪外觀 -----	149
圖 4-76	亭置式變壓器安裝於綠地上 -----	149
圖 4-77	亭置式變壓器安裝於人行道上 -----	150
圖 4-78	亭置式變壓器安裝於行人天橋下 -----	150
圖 4-79	亭置式變壓器設置於道路轉角路口 -----	151
圖 4-80	埋設接地銅棒 -----	152
圖 4-81	於基礎台上設置接地線 -----	152
圖 4-82	量測接地電阻 -----	153
圖 4-83	亭置式變壓器二次側接地端子之接地線連接方式 -----	153
圖 4-84	使用 U 型螺栓固定電纜與接頭之示意圖 -----	153
圖 4-85	高低壓架空電線安裝至建築物上方之間距示意圖 -----	156
圖 4-86	各間距名詞定義之示意圖 -----	157
圖 4-87	高低壓架空線路於各區域之距離示意圖 -----	158

圖 4-88 低壓架空電線並排安裝或交錯安裝之示意圖 -----	159
圖 4-89 低壓架空電線與其它設施之間隔距離示意圖 -----	161
圖 4-90 供應農用電燈與電動機之架空線路規範示意圖 -----	163
圖 4-91 韓國首爾地區配電地下化前之市容街景圖 -----	167
圖 4-92 韓國首爾地區配電地下化後之市容街景圖 -----	167
圖 4-93 韓國首爾地區新型配電設備 -----	167
圖 4-94 韓國首爾地區民宅外之桿上變壓器 -----	168
圖 4-95 韓國首爾商業區人行道設置配電變壓器之情形 -----	168
圖 4-96 韓國首爾住商混合區配電變壓器設置於狹小巷弄之情形	168
圖 4-97 韓國首爾住宅區桿上變壓器設置於主要道路旁之情形 ---	169
圖 4-98 韓國首爾住宅區桿上變壓器設置於巷道之情形 -----	169
圖 4-99 韓國仁川地區桿上變壓器架設於民宅旁 -----	170
圖 4-100 韓國仁川地區亭置式變壓器設置於道路旁 -----	170
圖 4-101 韓國光州地區桿上變壓器架設於民宅旁 -----	171
圖 4-102 韓國光州地區亭置式變壓器設置於人行道 -----	171
圖 5-1 台灣電力公司北南區處外觀實照 -----	188
圖 5-2 台灣電力公司宜蘭區處外觀實照 -----	191
圖 5-3 台灣電力公司台南區處外觀實照 -----	194
圖 5-4 台灣電力公司新竹區處外觀實照 -----	198
圖 5-5 台灣電力公司彰化區處外觀實照 -----	201
圖 5-6 北南區處 2011~2012 年地下及架空配電設備比較圖 -----	206
圖 5-7 宜蘭區處於 2011~2012 年所設置之配電變壓器比較圖 ----	208
圖 5-8 宜蘭區處於 2011~2012 年配電設備遷移案件比較圖 -----	209
圖 5-9 台南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器之裝設變化圖 ----	212
圖 5-10 台南區處於 2011~2012 年配電變壓器之成長變化圖 -----	212

圖 5-11 台南區處 2011~2012 年架空或地下配電設備遷移案件比較圖	-----213
圖 5-12 新竹區處於 2011~2012 年亭置式變壓器之裝設變化圖	---216
圖 5-13 新竹區處於 2011~2012 年桿上變壓器之成長變化圖	-----216
圖 5-14 新竹區處於 2011~2012 年配電設備遷移案件比較圖	-----217
圖 5-15 彰化區處於 2011~2012 年亭置式變壓器之裝設變化圖	---219
圖 5-16 彰化區處於 2011~2012 年桿上變壓器之成長變化圖	-----220
圖 5-17 彰化區處於 2011~2012 年配電設備遷移案件比較圖	-----221
圖 5-18 法規層面之各項所占百分比	-----224
圖 5-19 執行層面之各項所占百分比	-----224
圖 5-20 民眾反對意見之各項所占百分比	-----225
圖 5-21 民眾反對意見之理由最普遍者所占比例	-----225
圖 5-22 桿上變壓器遷移案例之示意圖	-----227

表目錄

表 2-1 各類型亭置式變壓器之負載特性表 -----	11
表 2-2 各類型亭置式變壓器之噪音分貝 -----	12
表 2-3 單相一般絕緣油亭置式變壓器(直立) -----	13
表 2-4 單相一般絕緣油亭置式變壓器(小型) -----	13
表 2-5 單相一般絕緣油亭置式變壓器(薄型) -----	13
表 2-6 單相一般絕緣油亭置式變壓器(不銹鋼) -----	13
表 2-7 單相高燃點絕緣油亭置式變壓器(直立) -----	14
表 2-8 三相一般絕緣油亭置式變壓器 -----	14
表 2-9 三相高燃點絕緣油亭置式變壓器 -----	14
表 2-10 單相地下變壓器(沉水式)-----	14
表 2-11 單相樹脂型乾式變壓器 -----	15
表 2-12 單相亭置式變壓器損失比與負載百分比之對照表 -----	16
表 2-13 各類型亭置式變壓器適用場 -----	16
表 2-14 可能造成鐵磁共振之變壓器接線方法 -----	24
表 3-1 架空線與地面之垂直間隔 -----	32
表 3-2 支吊線、導線、電纜及未防護帶電組件與建築物之間隔---	38
表 3-3 支吊線、導線、電纜及未防護硬質帶電組件與橋梁間之間隔 -----	40
表 3-4 垂直及橫向導線與支持物表面、跨線、支線及吊線間之間隔 -----	41
表 3-5 開放式垂直導線與電桿表面間之間隔 -----	42
表 3-6 架空導線與植物之最小間隔 -----	43
表 3-7 電業供電線路裝置規則條文修改內容 -----	44

表 3-8 供電導線與通訊設備間、通訊導線與供電設備間及供電設備 與通訊設備間之垂直間隔 -----	48
表 3-9 電纜支持點之間隔 -----	50
表 3-10 建桿距離溝渠或斷崖之對照表 -----	54
表 3-11 配電變壓器遷移陳情案件統計 -----	62
表 3-12 國內相關配電設施之安裝規範 -----	64
表 4-1 美國電力系統之電壓等級 -----	67
表 4-2 架空線路、導線及電纜與道路、鐵軌及水面之垂直距離---	73
表 4-3 紐約市交通局制定配電設施與各種公共設施之最小淨空距離 -----	75
表 4-4 各城市之人口密度表 -----	78
表 4-5 美國相關規範引用條文表彙整 -----	82
表 4-6 美國相關規範適用範圍與目的之比較表 -----	82
表 4-7 美國國家電氣安全法規之部分條文內容摘要 -----	83
表 4-8 德國地區標準化協會制訂之相關規範列表 -----	92
表 4-9 人員與帶電體電力裝置間之安全距離規範 -----	95
表 4-10 線路裸露部分與人員之間距限制 -----	95
表 4-11 德國相關規範與標準適用範圍與目的之比較表 -----	102
表 4-12 德國相關規範之安裝規範與選址原則 -----	103
表 4-13 電氣設備之運轉情況與溫度限制分析表 -----	108
表 4-14 英國地區架空線路與地下線路之設置情形 -----	112
表 4-15 各架空線路電壓與建築物之最小間隔範圍 -----	113
表 4-16 英國國家電氣安裝標準對公共設施與架空設備間距之規範 -----	115
表 4-17 與本計畫研究議題相關之英國規範部分內容摘要 -----	116
表 4-18 九州電力公司配電系統電壓等級與接線方式 -----	118

表 4-19 沖繩地區無桿化之第六期整備費用支出表 -----	122
表 4-20 設備設置於人行道上之尺寸限制 -----	124
表 4-21 東京電力公司高低壓配電線路之總長度 -----	128
表 4-22 東京電力公司配電變壓器之安裝總數量 -----	128
表 4-23 東京電力公司配電變壓器之支撐物安裝總數量 -----	128
表 4-24 日本九州電力公司各類發電機組之概況 -----	131
表 4-25 道路占用許可標準之統整表 -----	138
表 4-26 日本相關規範與準則之選址原則比較表 -----	139
表 4-27 韓國輸電系統線路長度之統計表 -----	141
表 4-28 韓國配電系統線路長度之統計表 -----	141
表 4-29 韓國地區主要都市配電線路之電力傳輸統計表 -----	141
表 4-30 桿上變壓器設置方向 -----	144
表 4-31 電桿於韓國各地區之最大跨度 -----	147
表 4-32 韓國地區配電設備之美化規定 -----	149
表 4-33 易產生電弧之特高壓與高壓電氣設備與建築物的距離規範 -----	154
表 4-34 低壓架空線路與建築物之距離規範 -----	156
表 4-35 高壓架空線路與建築物之距離規範 -----	156
表 4-36 高低壓架空電線安裝至建築物上方之間距規範 -----	156
表 4-37 低壓架空線路於其它區域之距離規範 -----	158
表 4-38 高壓架空線路於其它區域之距離規範 -----	158
表 4-39 高壓架空電線與低壓架空電線及該支座之間隔距離 -----	160
表 4-40 低壓架空電線與高壓電車軌道及該支座之間隔距離 -----	160
表 4-41 低壓架空電線与其它設施之間隔距離 -----	161
表 4-42 高壓架空電線与其它設施之間隔距離 -----	162

表 4-43 韓國電力公司近年配電地下化統計 -----	163
表 4-44 韓國相關規範適用範圍與目的之比較表 -----	172
表 4-45 韓國地區配電設備選址原則比較表 -----	173
表 4-46 韓國地區配電變壓器之設置位置與方式 -----	174
表 4-47 電力法部分條文之內容摘要 -----	174
表 4-48 配電線路遷移手冊部分條文之內容摘要 -----	175
表 4-49 配線施工標準相關規範之內容摘要 -----	176
表 4-50 各國對亭置式變壓器與民宅間距之規範 -----	177
表 4-51 各國對桿上變壓器與民宅間距之規範 -----	178
表 4-52 各國將配電設備設置於公共區域之規範比較 -----	179
表 4-53 各國配電變壓器設置方向之規範 -----	180
表 4-54 各國配電變壓器建議或禁止設置地點之規範 -----	181
表 4-55 本計畫所蒐集法規、標準與作業要點之數目統計表 -----	182
表 4-56 各國配電系統電壓之統整分析表 -----	182
表 4-57 韓國配電設備與建物距離之規範 -----	184
表 4-58 美國國家級法規之內容摘要 -----	184
表 4-59 各國設置於汽車道或人行道植栽設施帶之規範 -----	185
表 4-60 配電設施遷移費用承擔對象之規範 -----	185
表 5-1 北南區處於 2011~2012 年電桿數量統計表 -----	188
表 5-2 北南區處於 2011~2012 年 9 kV 避雷器數量統計表 -----	188
表 5-3 北南區處於 2011~2012 年配電場所數量統計表 -----	188
表 5-4 北南區處於 2011~2012 年配電架空開關數量統計表 -----	189
表 5-5 北南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器附屬設施表 -----	189
表 5-6 北南區處於 2011~2012 年配電變壓器用途統計表 -----	190
表 5-7 北南區處於 2011~2012 年配電線路間距與回長長度表 ----	190

表 5-8	宜蘭區處於 2011~2012 年之電桿數量統計表 -----	191
表 5-9	宜蘭區處於 2011~2012 年之 9 kV 避雷器數量統計表 -----	191
表 5-10	宜蘭區處於 2011~2012 年配電場所數量統計表 -----	192
表 5-11	宜蘭區處於 2011~2012 年配電架空開關統計表 -----	192
表 5-12	宜蘭區處於 2011~2012 年亭置式變壓器附屬設施統計表 ---	193
表 5-13	宜蘭區處於 2011~2013 年配電變壓器用途統計表 -----	193
表 5-14	宜蘭區處於 2011~2012 年配電線路間距與回長長度表 ---	193
表 5-15	台南區處於 2011~2012 年電桿數量統計表 -----	195
表 5-16	台南區處於 2011~2012 年 9 kV 避雷器數量統計表 -----	195
表 5-17	台南區處於 2011~2012 年配電場所數量統計表 -----	195
表 5-18	台南區處於 2011~2012 年配電架空開關數量統計表 -----	196
表 5-19	台南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器附屬設施表 -----	196
表 5-20	台南區處於 2011~2012 年配電變壓器用途統計表 -----	197
表 5-21	台南區處於 2011~2012 年配電線路間距與回長長度表 ---	197
表 5-22	新竹區處於 2011~2012 年電桿數量統計表 -----	198
表 5-23	新竹區處於 2011~2012 年 9 kV 避雷器數量統計表 -----	198
表 5-24	新竹區處於 2011~2012 年配電場所數量統計表 -----	199
表 5-25	新竹區處於 2011~2012 年配電架空開關數量統計表 -----	199
表 5-26	新竹區處於 2011~2012 年亭置式變壓器附屬設施表 -----	199
表 5-27	新竹區處於 2011~2012 年配電變壓器用途統計表 -----	200
表 5-28	新竹區處於 2011~2012 年配電線路間距與回長長度表 ---	200
表 5-29	彰化區處於 2011~2012 年電桿數量統計表 -----	201
表 5-30	彰化區處於 2011~2012 年 9 kV 避雷器數量統計表 -----	201
表 5-31	彰化區處於 2011~2012 年配電場所數量統計表 -----	201
表 5-32	彰化區處於 2011~2012 年配電架空開關數量統計表 -----	202

表 5-33	彰化區處於 2011~2012 年亭置式變壓器附屬設施表 -----	202
表 5-34	彰化區處於 2011~2012 年配電變壓器用途統計表 -----	202
表 5-35	彰化區處於 2011~2012 年配電線路間距與回長長度表 ---	203
表 5-36	北南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設數量表 -----	204
表 5-37	北南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設容量表 -----	204
表 5-38	北南區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設數量表 -----	205
表 5-39	北南區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設總容量表 -----	205
表 5-40	北南區處配電設備遷移案件之平均處理人次 -----	206
表 5-41	宜蘭區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設表 -----	207
表 5-42	宜蘭區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設總容量表 ---	207
表 5-43	宜蘭區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設數量表 -----	208
表 5-44	宜蘭區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設總容量表 -----	208
表 5-45	宜蘭區處於 2011~2012 年架空配電設備遷移案件表 -----	209
表 5-46	宜蘭區處於 2011~2012 年地下配電設備遷移案件表 -----	209
表 5-47	宜蘭區處配電設備遷移案件之平均處理人次 -----	210
表 5-48	台南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設數量表 -----	210
表 5-49	台南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設總容量表 ---	211
表 5-50	台南區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設數量表 -----	211
表 5-51	台南區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設總容量表 -----	211
表 5-52	台南區處於 2011~2012 年架空配電設備遷移案件統計表	213
表 5-53	台南區處於 2011~2012 年地下配電設備遷移案件表 -----	213
表 5-54	台南區處配電設備遷移案件之平均處理人次 -----	214
表 5-55	新竹區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設數量表 -----	214
表 5-56	新竹區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設總容量表 ---	215
表 5-57	新竹區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設數量表 -----	215

表 5-58	新竹區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設總容量表 -----	215
表 5-59	新竹區處於 2011~2012 年架空配電設備遷移案件統計表	217
表 5-60	新竹區處於 2011~2012 年地下配電設備遷移案件表 -----	217
表 5-61	彰化區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設數量表 -----	218
表 5-62	彰化區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設總容量表 ---	218
表 5-63	彰化區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設數量表 -----	219
表 5-64	彰化區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設總容量表 -----	219
表 5-65	彰化區處於 2011~2012 年架空配電設備遷移案件統計表	220
表 5-66	彰化區處於 2011~2012 年地下配電設備遷移案件表 -----	221
表 5-67	彰化區處配電設備遷移案件之平均處理人次 -----	221
表 6-1	計畫執行期間研究團隊與承辦單位之相關會議紀要-----	240

第一章 緒論

1-1 研究背景

電力公司必須以提供可靠電力及滿足用戶需求為己任，尤其經濟結構與社會型態之改變，且面臨民意高漲及自由化的挑戰，但其所扮演的角色及肩負的任務更為重要，而為維護既有供電設施，並創造新技術以符合社會期待，電力公司不僅致力提升用電品質外，更需減少用戶停電次數及停電時間，以提高用戶滿意度。

變壓器向為電力公司之重要電力設備，其中配電變壓器(22.8 kV 以下)為供應低壓用戶用電之必要設備，基於降低線路壓降及配電損失等因素考量，必須設置於鄰近負載地區，台灣電力公司配電變壓器設置地點及裝置方式係依照「電業供電線路裝置規則」及主管機關訂定之規定辦理。惟近來部分用戶基於安全問題，要求深入探討配電變壓器裝設地點與民宅距離或其它設施間隔距離之合理性，因此本計畫之主要目的為蒐集世界先進國家及其電力公司有關配電變壓器設置地點、裝置方法及變壓器與民宅距離等問題之相關規定與執行方法，並就我國環境與民情，研提最適可行方案，以供台灣電力公司參酌。

1-2 研究目標

本計畫之研究目標，首先蒐集世界先進國家及其電力公司有關配電變壓器設置地點、裝置方法及變壓器與民宅距離或其它設施間隔距離等問題之相關規定與執行方法，以提升台灣電力公司對用戶之服務品質。此外，本計畫亦針對國外與台灣電力公司目前所施行之配電變壓器設置地點及方式，分析比較其差異及優缺點，並研提適合我國環境與民情之配電變壓器設置地點的可行方案，俾利提供主管機關參考。茲將本計畫「配電變壓器設置地點之規劃設計研究」之研究要點，

予以臚列如下：

1. 蒐集諸如美國、德國、英國等歐美先進國家及日本、韓國等亞洲國家，其政府及電業對配電變壓器(亭置式變壓器及桿上變壓器)設置地點、裝置方式、配電變壓器與民宅之距離等相關法源依據與規定。
2. 蒐集各先進國家之電力公司對帶電體已被覆之桿上變壓器、帶電體未被覆之桿上變壓器及亭置式變壓器等與用戶住宅或其它設施間隔距離之內部相關規定與實際執行方法。
3. 實際訪查台灣電力公司五個區營業處，以瞭解配電變壓器設置地點規劃及裝置方法之實際執行情形，並彙整設置配電變壓器所遭遇困難及解決方式等問題，以提供台灣電力公司參考。
4. 本計畫所蒐集先進國家及電力公司有關配電變壓器設置地點、裝置方法及變壓器與民宅距離或其它設施間隔距離等相關法源及實際執行方法，均與國內現行法規及執行方式進行比較分析，分析內容包含如下：
 - a. 相關法規之差異性分析。
 - b. 國家或電力公司所屬轄區之用戶居住環境特性(城市型、鄉村型)及配電系統基本架構屬性分析。
 - c. 電力公司對帶電體已被覆之桿上變壓器、帶電體未被覆之桿上變壓器及亭置式變壓器等與用戶住宅或其它設施間隔距離之內部相關規定與實際執行方法之差異性分析。
 - d. 彙整設置配電變壓器所遭遇困難及解決方式。
 - e. 彙整電力公司回應用戶質疑有關配電變壓器設置位置之答詢資料。
5. 配合我國國情及居住環境特性，就技術面、實務面與民情面，探

討配電變壓器與民宅距離之必要性與可行性。

6. 提出對亭置式變壓器及桿上變壓器之設置地點、裝置方式、配電變壓器與民宅間距等相關法源依據與規定之綜合性分析。
7. 研提適合國內環境之可行最佳配電變壓器選址原則及設置方式。

1-3 研究方法及步驟

為使本計畫得以順利進行，本計畫之執行步驟概分為資料蒐集分析比較階段、法理研究階段、可行性評估探討階段及策略規劃評估階段等四個程序，計畫相關之工作流程如圖 1-1 所示。由圖可知，第一階段研究步驟之內容，主要蒐集國內外配電變壓器設置地點及性質相似設施之推動設置過程與相關作法等資料，並與台灣電力公司實際運作情形進行比較分析，俾作為規劃台灣電力公司配電變壓器設置地點及方式之參考依據。至於法理研究之內容，乃在確認國內配電變壓器設置相關法規、條文與作業要點後，針對配電變壓器設置地點及方式的法理原則、法規依據、法條解釋等逐一作檢視與說明，並參考國外實務運作經驗，以提出法理研究結果，並可提供電力公司研擬策略之準據。另第三階段之研究步驟，則由適法性、合理性與公平性於影響週遭環境方面進行深入可行性探討分析，亦即先評估配電變壓器設置地點及方式於法理面之可行性後，再進一步評估其合理性與公平性等相對可行性情況，俾作為台灣電力公司配置配電變壓器之參考。最後在策略規劃之階段，則主要將國內外配置經驗、技術面、實務面與民情面予以彙整分析，並針對現有配電變壓器規劃方式及法規之缺失提出修改建議，希冀配電變壓器之設置地點及規劃方式可更符合國內社會現況。

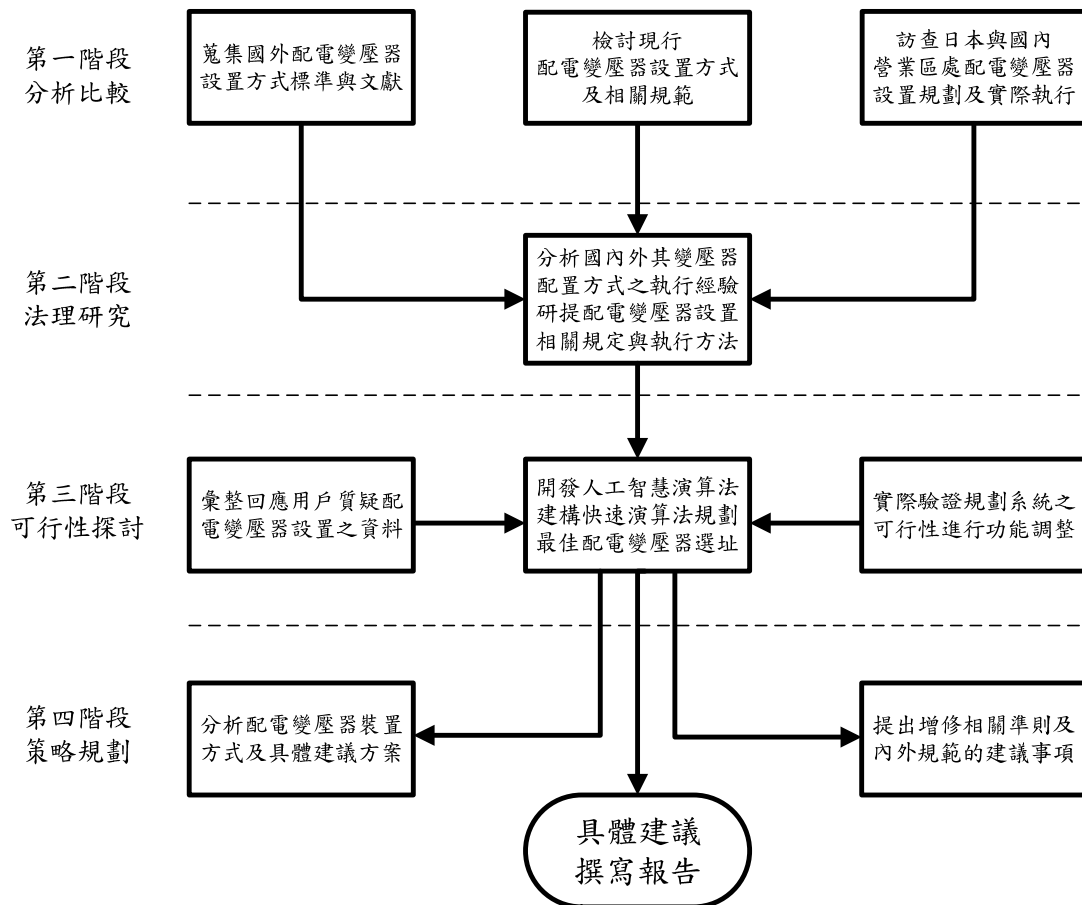


圖 1-1 計畫之工作流程示意圖

1-4 各章重點之簡述

本研究報告共分為七章，各章內容大綱分述如下：

第一章 緒論：描述本報告之研究背景與目標，同時對本報告內容，作一概略性之介紹。

第二章 配電變壓器之介紹：本章節除簡述現行桿上變壓器及亭置式變壓器之構造及用途外，同時對於架空裝置方式及地下裝置方式予以分析敘述，俾作為配電變壓器設置地點、裝置方法及變壓器與民宅距離或其它設施間隔距離等問題之依據。

第三章 國內配電變壓器之設置：分析探討國內配電變壓器裝設地點與民宅距離設置之方式，使能充分掌握台灣電力公司對配電變壓器設置地點、裝置方式、配電變壓器與民宅之距離等相

關法源，以作為與其它設置方法比較之需。

第四章 國際配電變壓器之設置探討：蒐集國外配電變壓器(亭置式變壓器及桿上變壓器)設置地點、裝置方式、配電變壓器與民宅距離之方法，並探討分析所蒐集之相關文獻，期能提出適合國內環境與民情之配電變壓器設置地點與方法。

第五章 配電變壓器之區處訪查資料探討：利用國內設置方法及其它國家文獻方法評估分析我國環境與民情之配電變壓器設置地點的可行性，並統計分析各區處之差異性分析比較，希冀尋得最適實際配電變壓器設置地點、裝置方法及變壓器與民宅距離或其它設施間隔距離之方法，敬供施工單位設置參考。

第六章 結論及建議：本章將詳述本計畫之研究成果，並提出可行之建議於電力公司參考應用，俾使計畫成果更具參考之價值。

第二章 配電變壓器之介紹

2-1 前言

電力系統之變壓器依功能可概分為升壓變壓器與降壓變壓器，若依目的則可概分為輸電用變壓器與配電用變壓器，其中配電變壓器主要為電力公司與用戶端電力配供，故稱為配電變壓器。配電變壓器因與用戶用電關係密切，設置數量相對龐大，囿於人力之限制，維護不易，且又面臨國內公共設施帶不足，設置地點不易尋覓，故於配電變壓器選用與設計上需考量符合維護、施工、組合和體積等多方要求。此即本研究探討配電變壓器設置地點之規劃設計研究目的，因此本章節除介紹變壓器外型與尺寸外，亦針對變壓器裝置情形分析及探討，俾供計畫後續模型建立之參考。

2-2 現行配電變壓器之介紹

配電變壓器之功用，在於配合用戶設備及容量，以將配電系統電壓 11.4 kV 或 22.8 kV 轉換成適合用戶設備之 110 V 與 220 V 電壓。目前配電變壓器依供電目的分為單相單具與三相單具兩類，其中最普遍使用之配電變壓器為單相單具式變壓器。至若將配電變壓器依外型區分，則可概分為一般型、改良型、密封型、直立式、小型、薄型、不鏽鋼橫式與沉水式等 8 類，其中實務應用中以一般型、改良型、密封型與直立式為主。另若將配電變壓器依絕緣方式區分，則可概分為一般絕緣油、高燃點絕緣油與乾式樹脂型等 3 類，現行屋外即常使用一般絕緣油型變壓器，而屋內則常使用高燃點絕緣油型變壓器。茲將目前桿上變壓器及亭置式變壓器之類型、特性、構造、接線及配置方式，予以介紹說明如下。

2-2-1 桿上變壓器之特性與構造

由於目前偏遠及鄉村地區常使用架空線路輸送電力，故以桿上變壓器作為調整電壓之設備，而依此類變壓器所裝設保護熔絲與避雷器位置之差異，則可進一步將桿上變壓器概分為一般型、改良型及密封型，如下所述。

A. 一般型桿上變壓器

一般型桿上變壓器適用於三相四線 11.4 kV 多重接地之架空配電線路，屬於油浸自冷式配電變壓器，如圖 2-1 及圖 2-2 所示。由圖可知，一般型桿上變壓器外殼主體蓋均為圓形或近似橢圓形，且不附加散熱器，而外殼兩側各有一只形狀適宜之吊耳，以供吊搬變壓器之用。

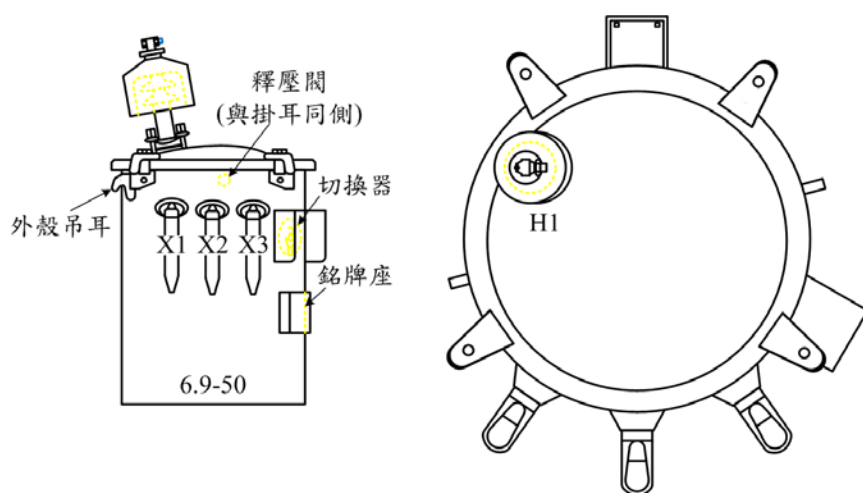


圖 2-1 一般型桿上變壓器外殼之正視圖及俯視圖

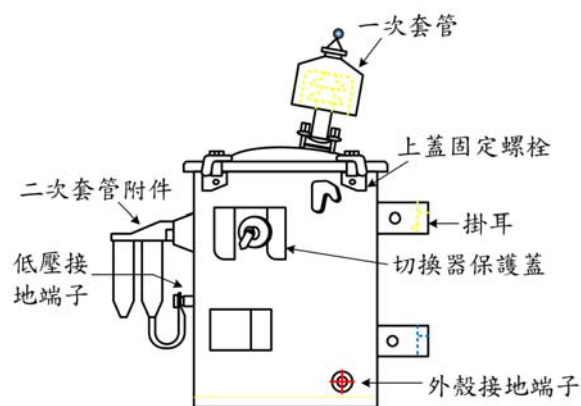


圖 2-2 一般型桿上變壓器外殼之側視圖

B. 改良型桿上變壓器

改良型桿上變壓器適用於屋外用桿上裝置之油浸自冷式配電變壓器，該類變壓器適用於三相四線 11.4 kV 多重接地之架空配電線路。圖 2-3 為改良型桿上變壓器外殼之正視圖與俯視圖，其中變壓器外殼之主身與蓋底均為圓形或近似橢圓形，其散熱器裝有 U 口型或波狀形，蓋上須裝置手孔(Hand hole)一只，以便換接分接頭電壓，而手孔則為圓形或橢圓型，具有變壓器蓋同等良好之防潮密封。至於外殼左右兩側則各焊一只強度足夠且形狀適宜之吊耳，以供搬運吊昇變壓器之用，外殼背面並附有掛耳。

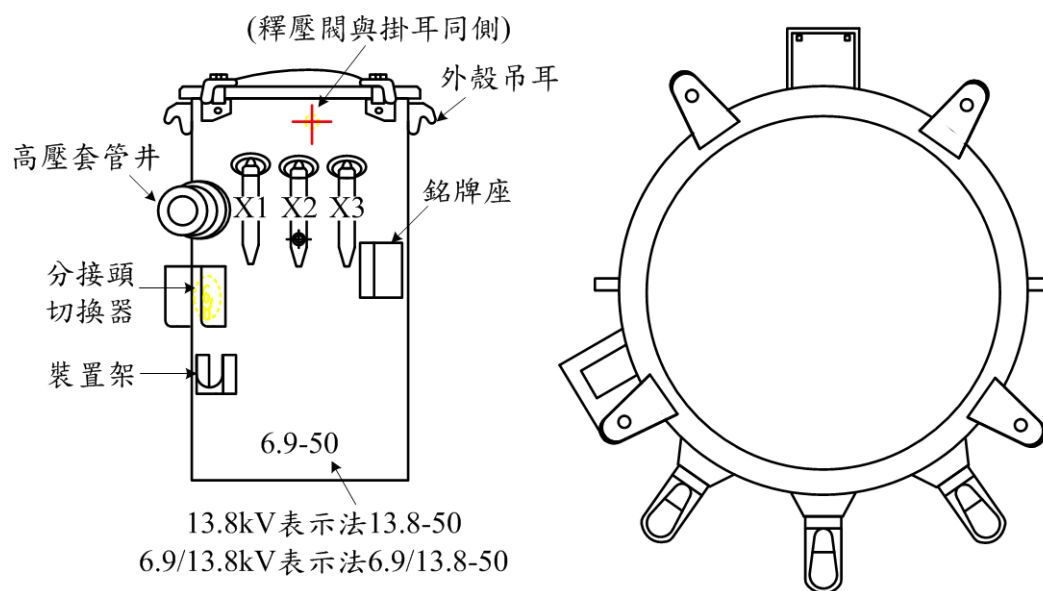


圖 2-3 改良型桿上變壓器外殼之正視圖與俯視圖

C. 密封型桿上變壓器

圖 2-4 及圖 2-5 即為密封型桿上變壓器外殼正視圖、俯視圖及外殼側視圖，由圖可知，密封型桿上變壓器適用於三相四線 11.4 kV 多重接地之架空配電線路，此變壓器內部裝設保護設備與避雷器，外殼主體及蓋底均為圓形或近似橢圓形，不附加散熱器，外殼兩側各焊一只強度足夠，形狀適宜之吊耳，以供搬運吊用變壓器之用。

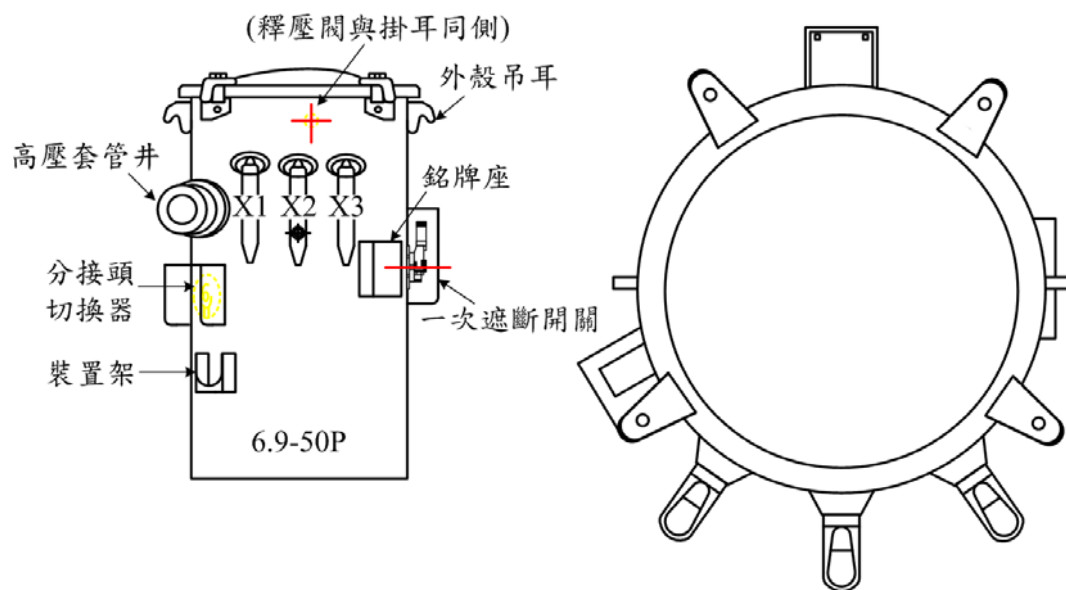


圖 2-4 密封型桿上變壓器外殼之正視圖及俯視圖

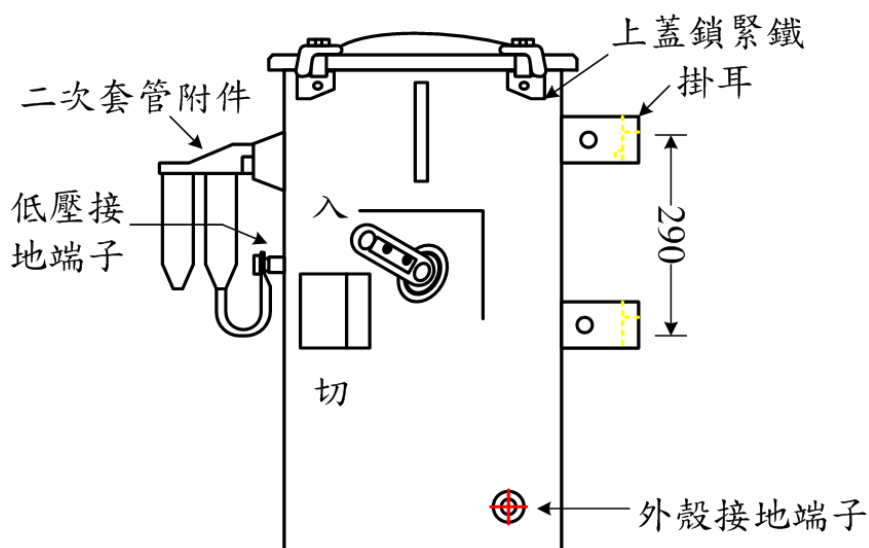


圖 2-5 密封型桿上變壓器外殼之側視圖

D. 桿上變壓器之特性

根據電力公司「架空配電線路器材」第 6 章之介紹可知[1]，桿上變壓器繞組平均溫升標準為 65°C 以下，且變壓器需與其它設備相互配合，方可決定該變壓器之絕緣等級，亦即在相電壓 6.6 kV 之配電系統，一般係將絕緣等級設計為 15 kV 級絕緣。至於變壓器之損失類型，則可概分為鐵損與銅損，且分述如下：

- (1) 鐵損：變壓器所用之材料，不外乎為鐵心、銅導線、絕緣油及絕緣材料等，變壓器損失主要分為鐵損與銅損，其中鐵損大致可分為磁滯損(Hysteresis loss)與渦流損(Eddy current loss)等兩大類，鐵損為一個固定損失，為欲使變壓器鐵損降低，可降低變壓器鐵心之磁通密度，但卻因而加大鐵心體積及增加變壓器成本。
- (2) 銅損：於變壓器損失中之最大者為銅損，此部分損失係變壓器於有載時產生，亦即依據焦耳定律(Joule's loss)可知，此損失量等於電阻電流平方之乘積，如下式所示：

$$P_C = I_1^2 r_1 + I_2^2 r_2 \quad (2-1)$$

其中 I_1 與 I_2 分別為變壓器一次側與二次側之電流； r_1 與 r_2 分別為變壓器一次側與二次側之繞組電阻，二者所消耗之功率均轉變為熱，並自變壓器表面發散。換言之，若能有效降低變壓器之損耗，將有助於減少變壓器之體積。

由上述可知，變壓器鐵損為一固定值並與變壓器之負載無關(但與電壓高低有關)，而銅損則與負載之電流平方成正比，亦即當一台配電變壓器額定負載時之銅損如為鐵損之 2.5 倍，則當負載增到其額定值之 200% 時，銅損即增至鐵損之 10 倍。

此外，當變壓器於指定功率因數及輸出電力下，需儘量保持二次側電壓不變，以維持良好之供電品質。至於當變壓器與負載斷開(無載)時，則二次側電壓將隨之升高，變壓器由於負載之變動，其二次側電壓之變化，可以數學式表示，此又稱為電壓調整率，即如下所示：

$$\varepsilon = \frac{E_{O2} - E_2}{E_2} \times 100\% \quad (2-2)$$

其中 E_{O2} 為變壓器無載時之二次側端電壓； E_2 為變壓器額定負載時之二次側端電壓。至於變壓器之效率係指輸出功率與輸入功率之百分比，即如下式所示：

$$\eta = \frac{E_2 I_2 \cos \theta_2}{E_2 I_2 \cos \theta_2 + P_C + P_i} \quad (2-3)$$

其中 P_C 為銅損、 P_i 為鐵損、而 $\cos \theta_2$ 則為功率因數。由上式可知，若銅損與鐵損相等，則變壓器之效率為最高，而通常配電變壓器其最高效率點之設計，大多位於 3/4 負載與滿載之間。

2-2-2 亭置式變壓器特性與構造

本節針對電力公司目前常使用之亭置式變壓器，加以介紹其特性及構造，如下所述：

A. 亭置式變壓器之負載特性

各類型亭置式變壓器之負載特性，即如表 2-1 所示[2]，由表可知，於無載時，若提升變壓器之電壓，則產生之鐵損將隨之增加。此

表 2-1 各類型亭置式變壓器之負載特性表

變壓器 類型	額定輸出 容量 (kVA)	激磁電流(%)		無載損失(W)		100%負載下 負載損(W) (銅損85℃)	電壓調整率(%)	
		100% 電壓	110% 電壓	100% 電壓	110% 電壓		P.F. = 1	P.F. = 0.8
單相亭置式 變壓器含一 般及高燃點 絕緣油	25	0.75	1.58	65	90	250	1.03	2.20
	50	0.68	1.50	110	150	450	0.93	2.26
	100	0.64	1.43	170	235	730	0.78	2.44
	167	0.60	1.35	255	355	1,200	0.75	2.50
單相地下 變壓器	25	0.75	1.58	65	90	250	1.03	2.20
	50	0.68	1.50	110	150	450	0.93	2.26
	100	0.64	1.43	170	235	730	0.78	2.44
	167	0.60	1.35	255	355	1,200	0.75	2.50
單相樹脂型 乾式變壓器	25	0.85	1.80	75	105	250	1.10	3.47
	50	0.80	1.76	130	175	450	1.00	3.41
	100	0.75	1.50	200	275	730	0.83	3.30
	167	0.70	1.40	350	415	1,200	0.84	3.61
三相亭置式 變壓器含一 般及高燃點 絕緣油	75	1.20	2.70	190	250	743	1.00	N/A
	150	1.10	2.40	300	420	1,309	0.95	
	300	1.00	2.20	470	630	2,376	0.90	
	500	0.90	2.00	730	985	3,850	0.85	

外，當選用容量較大之變壓器時，則變壓器所產生之鐵損及銅損亦將隨變壓器容量增大而增加。換言之，變壓器容量之選用及工作之場所，均將影響變壓器整體之工作效率及成本，故於配置變壓器時均需審慎評估，以期獲得最大之效益。表 2-2 即為各類型亭置式變壓器平均噪音規定值[2]，其中當變壓器容量愈大時，則所產生之運轉噪音將隨之增加，此種現象之產生原因，推測應係變壓器容量愈大時，運轉產生之損失及熱能隨之增加，故恐需較大之散熱裝置，方可達到散熱之目的。

表 2-2 各類型亭置式變壓器之噪音分貝

單相亭置式變壓器	容量 (kVA)	25	50	100	167
	噪音 [dB(A)]	48	48	50	50
三相亭置式變壓器	容量 (kVA)	75	150	300	500
	噪音 [dB(A)]	50	52	55	56
單相地下變壓器	容量 (kVA)	25	50	100	167
	噪音 [dB(A)]	48	48	50	50
單相樹脂型乾式 變壓器	容量 (kVA)	25	50	100	167
	噪音 [dB(A)]	40	40	45	50

B. 亭置式變壓器之尺寸

表 2-3 至表 2-11 即為各類型亭置式變壓器之外部尺寸及重量[2]，其中符號 $3\phi 4W$ 及 $3\phi 3W$ 分別表示變壓器之接線方式為三相四線式及三相三線式。由表可知，當變壓器容量愈大，則變壓器尺寸及重量將隨之增加，同時三相變壓器之尺寸及重量亦較單相變壓器大。

表 2-3 單相一般絕緣油亭置式變壓器(直立)

容量	寬(mm)	深(mm)	高(mm)	重量(kg)
25 kVA	600	830	740	358
50 kVA	600	850	810	500
100 kVA	600	940	890	725
167 kVA	650	970	900	865

表 2-4 單相一般絕緣油亭置式變壓器(小型)

容量	寬(mm)	深(mm)	高(mm)	重量(kg)
25 kVA	600	800	660	415
50 kVA	600	800	660	490
100 kVA	600	850	910	710
167 kVA	600	850	1,000	790

表 2-5 單相一般絕緣油亭置式變壓器(薄型)

容量	寬(mm)	深(mm)	高(mm)	重量(kg)
25 kVA	1,150	500	790	442
50 kVA	1,150	500	890	533
100 kVA	1,150	500	1,000	735
167 kVA	1,150	500	1,100	872

表 2-6 單相一般絕緣油亭置式變壓器(不銹鋼)

容量	寬(mm)	深(mm)	高(mm)	重量(kg)
25 kVA	820	1,100	900	360
50 kVA	820	1,100	900	506
100 kVA	1,000	1,100	900	675
167 kVA	1,000	1,100	900	780

表 2-7 單相高燃點絕緣油亭置式變壓器(直立)

容量	寬(mm)	深(mm)	高(mm)	重量(kg)
25 kVA	600	820	750	440
50 kVA	600	920	840	540
100 kVA	620	960	950	715
167 kVA	720	960	1,000	890

表 2-8 三相一般絕緣油亭置式變壓器

容量	寬(mm)	深(mm)	高(mm)	重量(kg)
150 kVA(3 ϕ 4W)	1,370	1,075	1,255	1,330
500 kVA(3 ϕ 4W)	1,370	1,095	1,255	2,020

表 2-9 三相高燃點絕緣油亭置式變壓器

容量	寬(mm)	深(mm)	高(mm)	重量(kg)
75 kVA(3 ϕ 3W)	1,170	970	1,290	965
75 kVA(3 ϕ 4W)	1,370	970	1,290	996
150 kVA(3 ϕ 3W)	1,190	1,035	1,210	1,275
150 kVA(3 ϕ 4W)	1,295	1,035	1,210	1,325
300 kVA(3 ϕ 3W)	1,220	1,100	1,418	2,070
300 kVA(3 ϕ 4W)	1,300	1,100	1,418	2,140
500 kVA(3 ϕ 3W)	1,810	1,080	1,405	2,400
500 kVA(3 ϕ 4W)	1,810	1,080	1,405	2,450

表 2-10 單相地下變壓器(沉水式)

容量	直徑(mm)	高(mm)	重量(kg)
25 kVA	500	1,015	330
50 kVA	500	1,115	415
100 kVA	585	1,200	605
167 kVA	595	1,385	790

表 2-11 單相樹脂型乾式變壓器

容量	寬(mm)	深(mm)	高(mm)	重量(kg)
50 kVA	940	1,180	1,220	800
167 kVA	1,050	1,350	1,160	1,100

C. 電壓調整率之計算方式

由於不同容量與類型之變壓器，將產生不同之阻抗與損耗，致使供電電壓受到影響，因此可利用變壓器之容量及阻抗推估變壓器之電壓調整率，即如下式所示：

$$\varepsilon(\%) = \%R \cos \theta + \%X \sin \theta + (\%X \cos \theta - \%R \sin \theta)^2 / 200 \quad (2-4)$$

$$\%R = W_c / kVA \quad (2-5)$$

$$\%X = \sqrt{(\%Z)^2 - (\%R)^2} \quad (2-6)$$

其中 θ 表示變壓器輸入端電壓與電流之相角； W_c 表示變壓器於滿載時之銅損(kW)； $\%Z$ 為變壓器百分阻抗； kVA 為變壓器容量。

D. 變壓器效率之計算方式

變壓器運轉於不同負載時，將具有不同之效率，故可利用變壓器運轉情況推估目前變壓器之效率，亦即當變壓器運轉於不同負載時，其效率可計算如下：

$$\eta(\%) = m\% \cdot \frac{kVA \cdot \cos \theta}{m\% \cdot kVA \cdot \cos \theta + W_i + (m\%)^2 \cdot W_c} \times 100\% \quad (2-7)$$

其中 W_c 為滿載時之銅損(kW)； W_i 為滿載時之鐵損(kW)， $m\%$ 為負載百分比，其乃等於負載電流與變壓器額定電流之比值。另由上式可知，當變壓器之銅損等於鐵損時，所得之效率最高，故可將滿載時之銅損與鐵損的比值稱為損失比(Loss Ratio)。表 2-12 為單相亭置式變壓器損失比與負載百分比之對照表，其中當變壓器運轉於接近 50% 負載時，所得之效率最高。

表 2-12 單相亭置式變壓器損失比與負載百分比之對照表

容量 (kVA)	損失比	變壓器最高效率時之負載百分比
25	$250/65=3.85$	50.96%
50	$450/110=4.09$	49.45%
100	$730/170=4.29$	48.30%
167	$1,200/255=4.71$	46.00%

E. 亭置式變壓器適用場所

表 2-13 為各類型亭置式變壓器適用場所[2]，由表可知，於特殊場所及環境較惡劣之區域常使用亭置式變壓器。

表 2-13 各類型亭置式變壓器適用場

類 別	型 式	容 量 kVA	介 質	適 用 場 所
單相亭置式變壓器	直 立	25 50 100 167	高燃點絕緣油	屋外配電場所或站台
	小 型			站台、巷道或側溝上
	薄 型			紅磚人行道外緣
	不銹鋼			重鹽害地區(如澎湖)
	直 立			屋內配電場所
三相亭置式變壓器	普 通	75 150 300 500	高燃點絕緣油	屋外配電場所
				屋內、外配電場所
單相地下變壓器	沉水型	25 50 100 167	一般絕緣油	1.供淹水、裝置特別困難地區及維護使用。 2.現已不採購。
單相樹脂型 乾式變壓器	N/A	25 50 100 167	樹脂	醫院、地下街、航空站、 高層建築等特殊處所屋內 配電場所(一般屋內配電 場所)

2-3 配電變壓器之設置方式

由於電力公司需依用戶之用電需求及供電環境，選擇不同類型之配電變壓器及作不同之配置組合，以期達到兼具降低設置成本及提升供電品質之目標，故本節將介紹電力公司於架空線路及地下供電系統之配電變壓器接線方式及組合。

2-3-1 架空線路配電變壓器裝置方式

依據電力公司編訂之「架空配電線路施工」第 7 章可知[3]，目前架空配電變壓器之安裝與接線方式可概分為單具變壓器單相二線式、單具變壓器單相三線式、雙具變壓器三相三線式、雙具變壓器三相四線式及三具變壓器三相四線式等供電方式，以因應用戶之需求。茲將各種接線方式及變壓器組合，予以說明如下：

A. 單具桿上變壓器之接線方式

圖 2-6 為單具式具中心抽頭變壓器之接線方式，由圖可知，此種接線方式係專供單相二線 110V 或 220V，以及單相三線 110V/220V 一般表燈用電之用戶使用，此種供電方式之裝桿方式示意圖，如圖 2-7 所示，並可得知變壓器裝置位置為臨路側，且與道路平行。

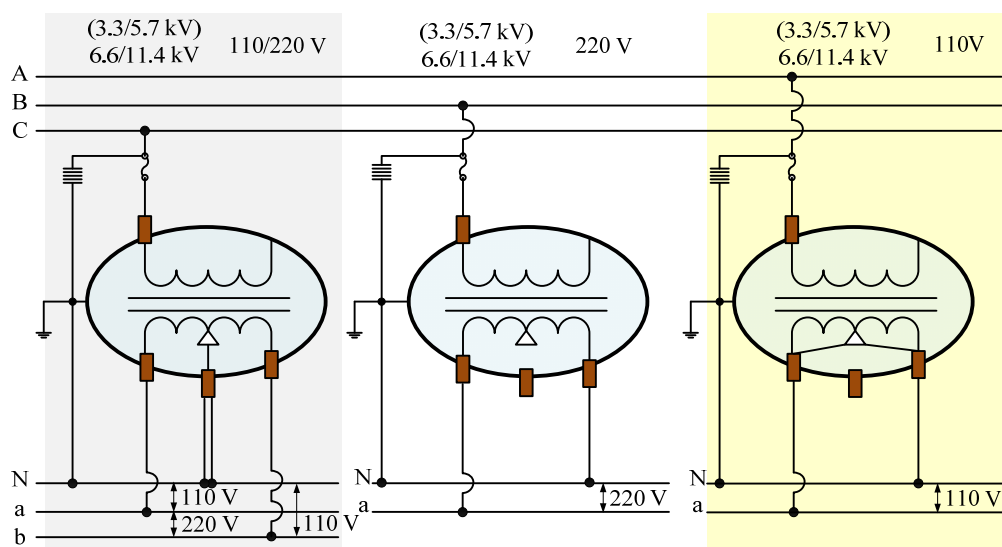


圖 2-6 單具變壓器供單相電源接線圖

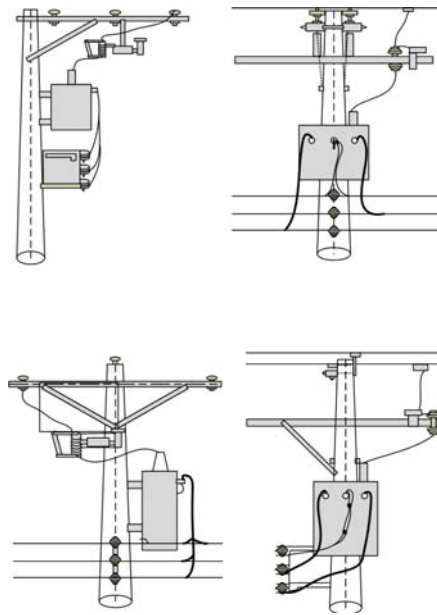


圖 2-7 單具變壓器裝桿方式示意圖

B. 雙具桿上變壓器之接線方式

圖 2-8 為雙具具中心抽頭變壓器之接線方式，由圖可知，此種接

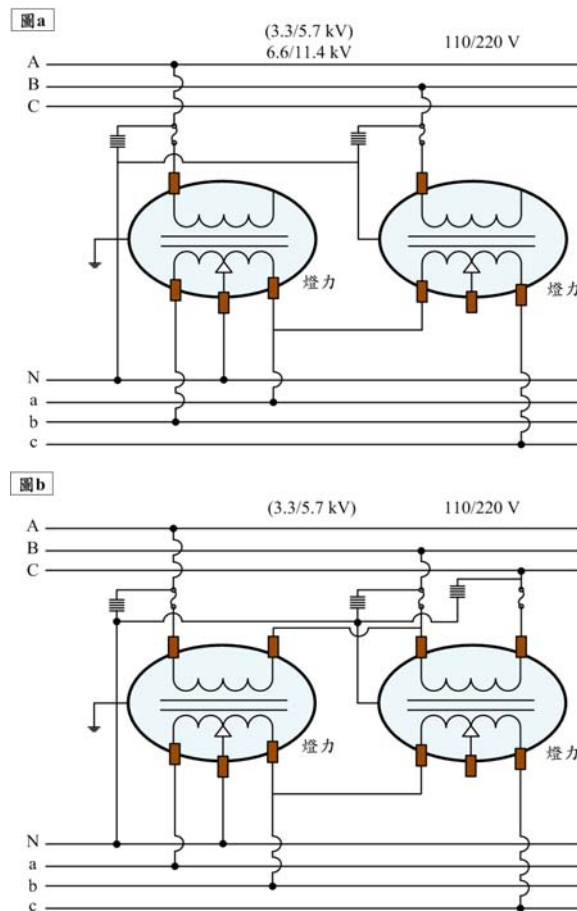


圖 2-8 雙具變壓器燈力用電接線圖

線方式主要供應單相三線式 110V/220V 及單相三線式 220V 一般表燈用電及燈力併用之用戶，其中專供動力用電之雙具變壓器接線圖，如圖 2-9 所示，且此雙具變壓器裝置位置為臨路側，並與道路平行，如圖 2-10 所示。

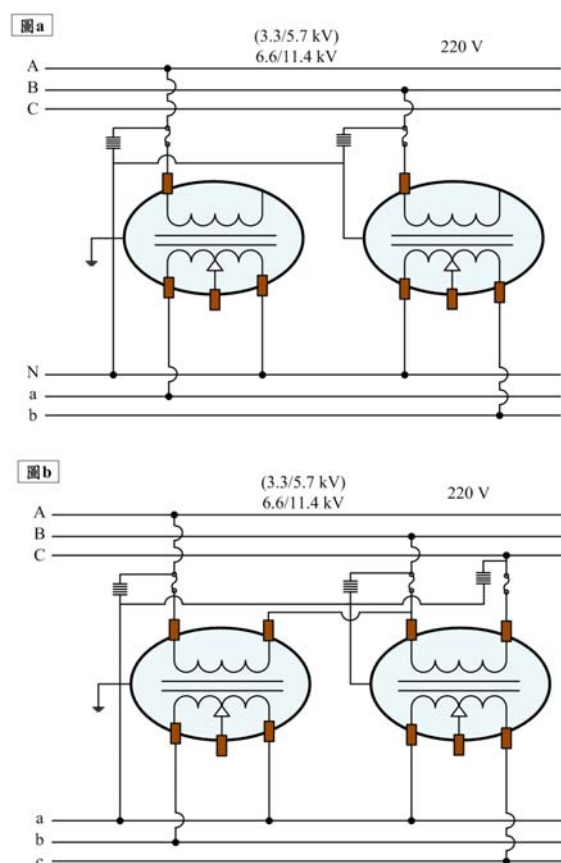


圖 2-9 雙具變壓器動力用電接線圖

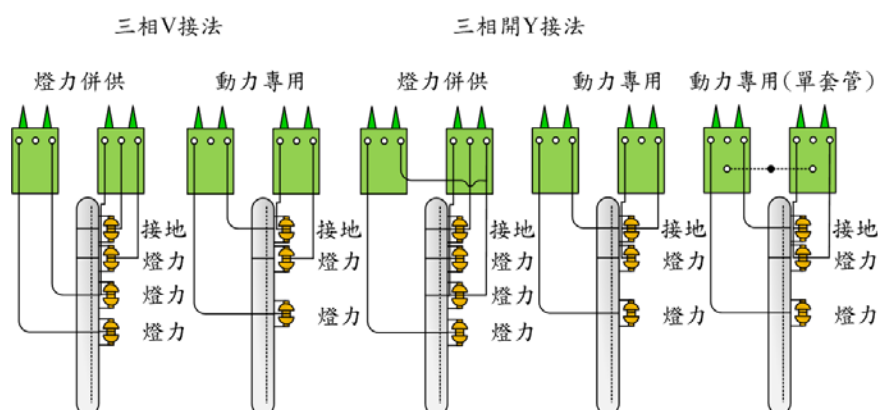


圖 2-10 雙具變壓器裝桿方式示意圖

2-3-2 地下供電系統配電變壓器裝置方式

地下配電用各類型單相變壓器之高壓線圈均為一端接地，其內部之接線方式，即如圖 2-11 所示[4]，均附雙電壓切換開關，並適用於 11.4/22.8 kV 之配電系統。另除三相亭置式變壓器、樹脂型乾式變壓器及單相地下變壓器之外，其餘類型之亭置式變壓器均附有分接頭切換器。又為防止因不平衡負載導致變壓器外殼過熱，則 Y-Y 接線之三相亭置式變壓器均用五腳(5 legged)鐵心，且薄型單相亭置式變壓器接線箱深度僅 30 cm，並不適合裝置雙通插頭或隔離插頭。此外，目前台灣電力公司採用之地下配電用變壓器，均為減極性，且依供電方式可概分為單具變壓器單相二線式及三線式、雙具變壓器三相三線式及三具變壓器三相四線式等接線型式，故本節將介紹上述亭置式變壓器之接線方式，如下所示。

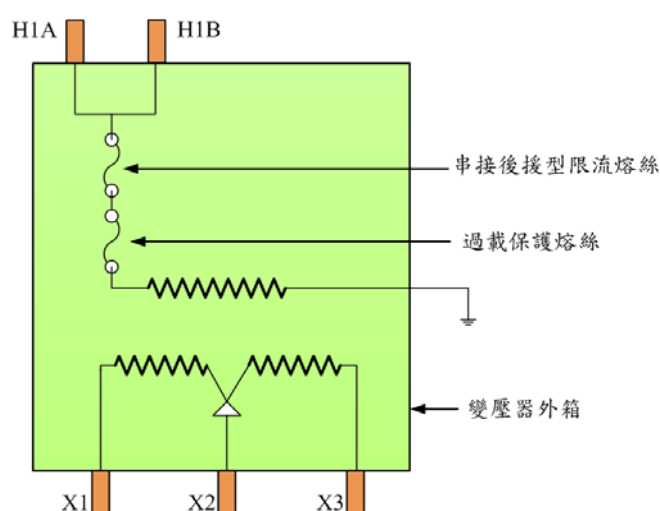


圖 2-11 單相變壓器內部接線圖

A. 單具亭置式變壓器之接線方式

單具變壓器主要係供應單相用電之用戶，一般表燈用電之電壓等級為單相兩線式或三線式 220V 或 110/220V，即如圖 2-12 與圖 2-13 所示。由圖可知，H1A 與 H1B 分別為高壓側輸入端與輸出端，而 X1

及 X3 均為低壓側輸出端，X2 為低壓側中心抽頭，其中各端點之接線方式及功用，則係將 X2 作為中性線與接地線之用，同時 H1A 與 H1B 兩端點為串接線路。

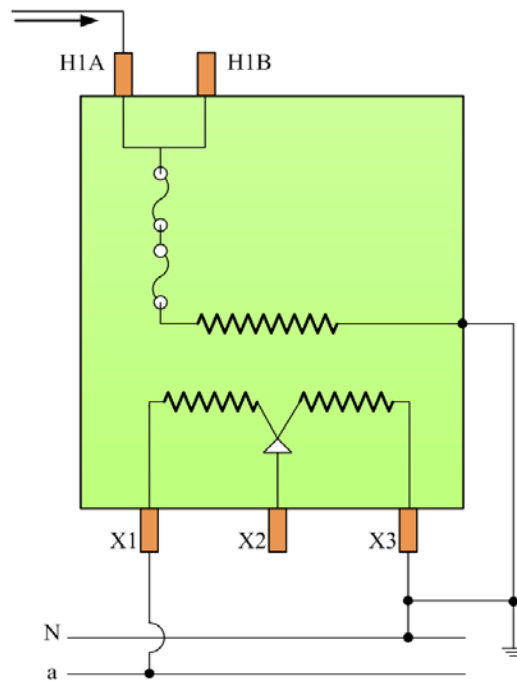


圖 2-12 單相二線 240V 變壓器額定電壓接線方式

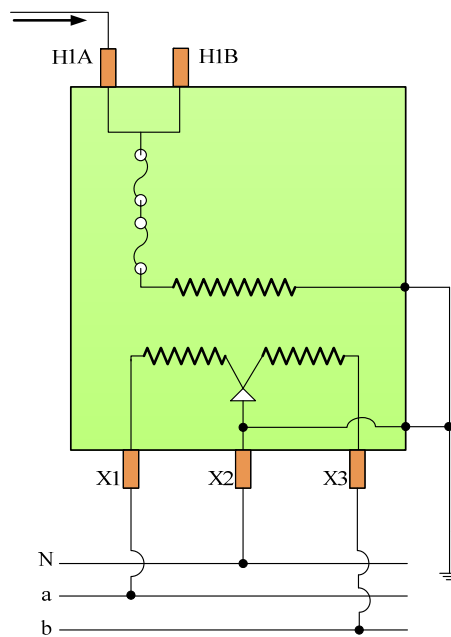


圖 2-13 單相三線 120/240V 變壓器額定電壓接線方式

B. 雙具亭置式變壓器之接線方式

雙具變壓器主要供應單相與三相用電，可供一般表燈單相三線式 110/220V 標稱電壓用電，或動力用電三相三線式 220V 標稱電壓用電，或燈力併供之用戶，並採用開 Y 接之接線方式，亦即變壓器一次側為開 Y 接線，二次側為 V 接線，且低壓側額定電壓為三相三線式(3 ϕ 3W) 240 V 及單相三線式(1 ϕ 3W) 120V/240V 兩種電壓層級，即如圖 2-14 所示。由圖可知，採用開 Y 接線組合時，需使用兩具單相變壓器，並可將單相負載時接於導前相，期以變壓器可獲較大之供電容量。

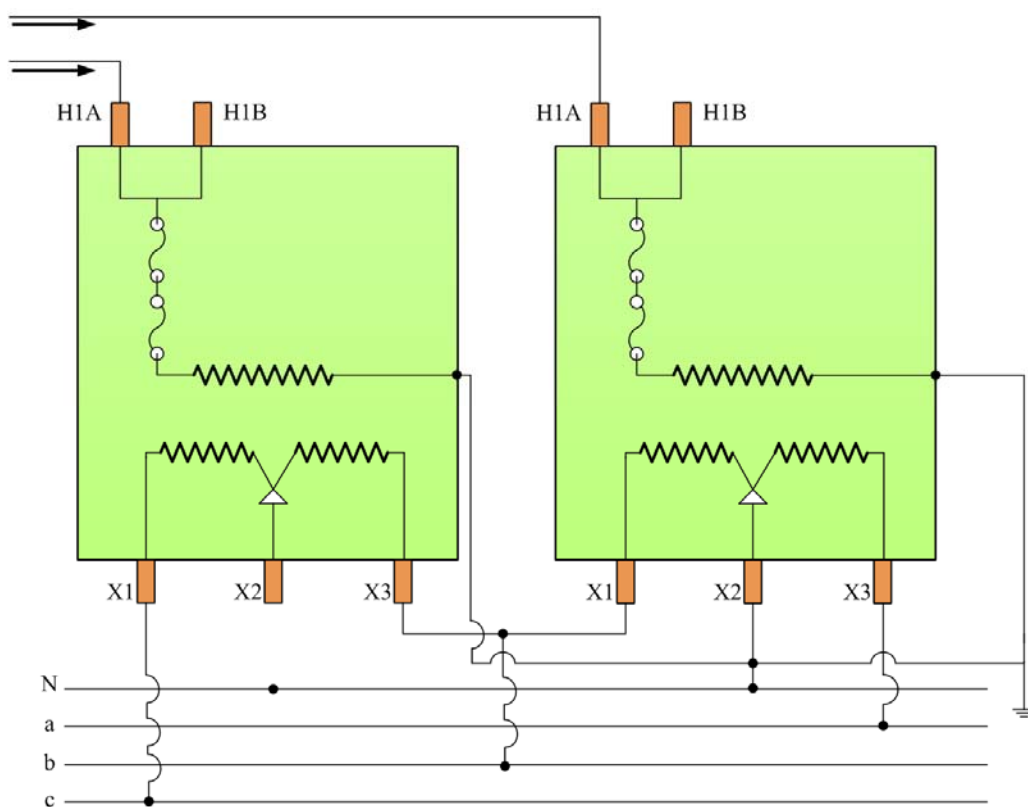


圖 2-14 三相三線 V 接線方式

C. 三具亭置式變壓器之 Y- Δ 接線方式

三具變壓器主要用於供應三相用電，可供應三相四線式 220/380V 標稱電壓用電，因此若採用 Y- Δ 接線時，則低壓側額定電壓為三相三線式 240 V，如圖 2-15 所示。此外，當變壓器為 Y- Δ 接線時，若中

性點不浮置，亦即將中性點接地時，將產生下列缺點：

- (1) 因零相電流及零相阻抗之影響，可能造成各變壓器負載不平衡；且因線路不平衡電壓導致激磁電流第三諧波在 Δ 線圈中形成環流，因而加重變壓器負擔。
- (2) 當一相開路時，形成開 Y 接線供電時，則每具(相)變壓器將超載 73%。
- (3) 當系統線路一相接地故障時， Δ 線圈因三相電壓不平衡而產生環流，可能導致變壓器過載燒損。
- (4) 當有鄰近變壓器組負載不平衡時，可能導致變壓器過載。

因此為避免上述缺點，於地下配電用三相變壓器採用 Y- Δ 接線時，常將中性點均予浮置。另由於地下配電用單相變壓器之一次側線圈均為一端接地，故使用單相變壓器組合三相供電時，不得採用 Y- Δ 接線。又為避免變壓器一次側發生鐵磁共振，故使用 Y- Δ 接線時，則可考慮於一次側加裝避雷器。

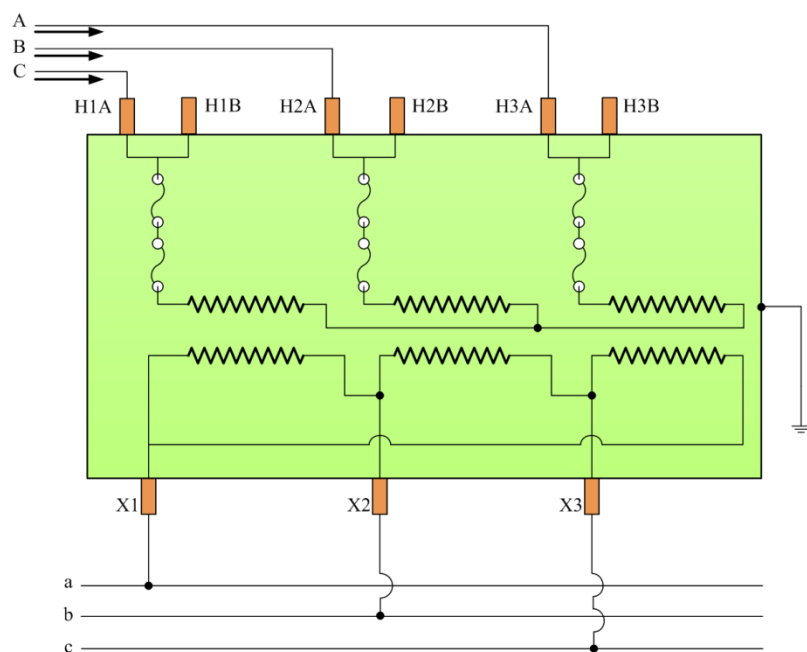


圖 2-15 Y- Δ 接線方式

D. 三具亭置式變壓器之 Y-Y 接線方式

如圖 2-16 所示，若將三具變壓器連接為 Y-Y 接線，則可用於供應三相四線 240V/416V 用戶，而此種接線方式之變壓器組合，則可使用三具單相變壓器連接或僅使用一具 Y-Y 接線之三相變壓器，即可達成 Y-Y 接線方式。另於地下配電區域，若當變壓器接線採 Y-Y 接線時，則變壓器一次側及二次側中性點之接線方式，均需以共同接地為原則，俾於防止因鐵磁共振(Ferroresonance)而發生異常電壓。表 2-14 為可能造成鐵磁共振之變壓器接線方法，由表可知，當中性點有接地時，將有助於抑制鐵磁共振之發生。

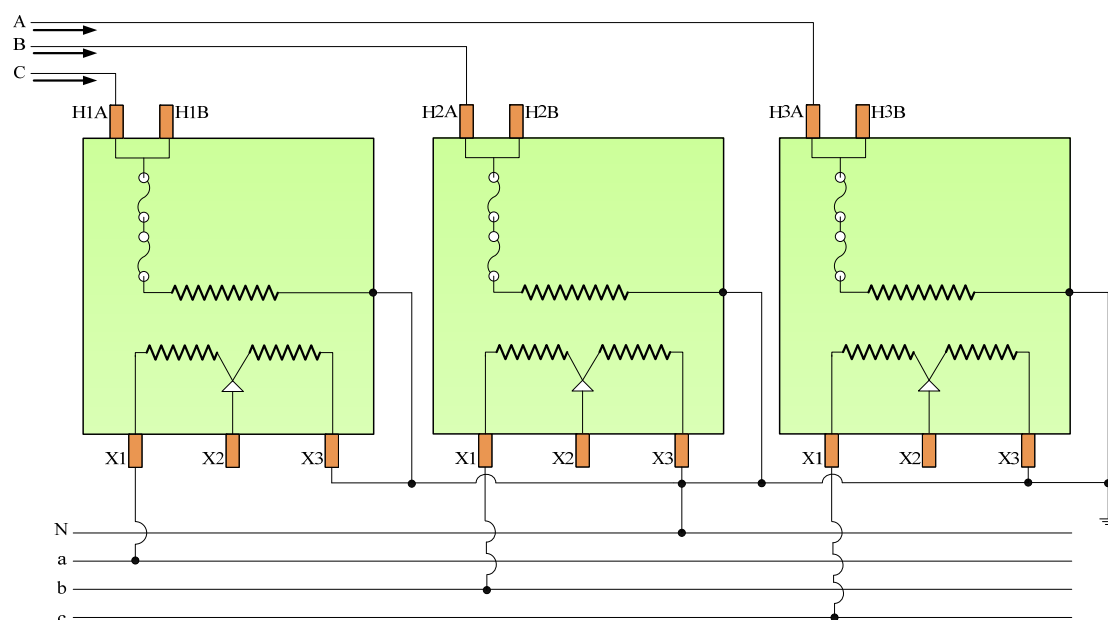


圖 2-16 Y-Y 接線方式

表 2-14 可能造成鐵磁共振之變壓器接線方法

三相 接線方式	Y-Y	$\frac{\Gamma}{\Gamma}$ Y-Y	$\frac{\Gamma}{\Gamma}$ Y- $\frac{\Gamma}{\Gamma}$	$\frac{\Gamma}{\Gamma}$ Y- Δ	Y- Δ	Δ - $\frac{\Gamma}{\Gamma}$	Δ -Y	Δ - Δ	T-T	T-F $\frac{\Gamma}{\Gamma}$	$\frac{\Gamma}{\Gamma}$ T-F $\frac{\Gamma}{\Gamma}$
鐵磁共振	可能	不可能	不可能	不可能	可能	可能	可能	可能	可能	可能	不可能

2-4 本章結論

目前架空配電變壓器僅採用單具與雙具變壓器連接，並無三具變壓器裝置，而變壓器設置位置，則附掛於電桿，故變壓器設置位置之規定，即如電桿設置規範要求，變壓器設置於臨路側，並與道路平行。至於地下配電變壓器之組裝方式，則有單具裝置、雙具裝置與三具裝置，且通常以單具與雙具之組合最為普遍，而三具變壓器之組合供電則大都設置於用戶端自設配電場所，較少設置於公用道路上。

本章對於現行配電變壓器之各種型式加以介紹，並已探討各種接線方式，對於各變壓器之裝置方式及適用場所，並均已參考現行作業要點，予以解析說明，應有助於本計畫目標之達成。

第三章 國內配電變壓器之設置

3-1 前言

由於供電設備之備受重視，電力設備位置之選擇困難度日益升高，再加上基於心理、健康、美觀及土地爭議等因素，本章敬依研究計畫要求，蒐集國內現行配電變壓器設置相關規範與案例，並予以分析說明，以利計畫後續參酌改善之需。

3-2 國內相關法源規定

配電設施設置位置因所設置地點之地權不同，而有不同設置規範，亦即若欲將配電設備及其附屬設施設置於道路旁，則需依電業法、電業供電線路裝置規則及公路用地設置規範辦理變壓器設置程序，其中若將配電變壓器設置於道路旁時，則需依據公路用地設置規範加以設置，至於相關線路之設置規範，則需參照公路用地設置規範、電業法及電業供電線路裝置規則加以設置。換言之，於國內道路旁設置配電設施時，則需視所設置配電設備之類型，選擇妥適之規範並加以遵循之，方可完成配電設備設置作業。另若於屋內或建築基地設置配電變壓器時，則需依據路權外(建築基地)設置規範辦理作業程序。此外，為利於與所蒐集各國法規與電力公司作業要點進行比較，故本計畫參考電業供電線路裝置規則之名詞解釋，並將電業供電線路裝置規則對於名詞「設備」及「供電設備」之解釋，臚列說明如下：

1. 於電業供電線路裝置規則第七條第四項中，所描述之「設備」，係指作為供電或通訊系統之一部分，或與該類系統連接之配件、裝置、用電器具、燈具、機具及類似物件之通用名詞。
2. 於電業供電線路裝置規則第七條第五項所定義之「供電設備」，係指產生、變更、調整、控制或安全防護之電能供應設備。

基於上述說明，本計畫為能更明確瞭解配電變壓器係屬於法規與作業要點中定義之「設備」及「供電設備」，因此利用圖示法說明「供電設備」、「設備」與「配電變壓器」三者間之關係，即如圖 3-1 所示。由圖可知，「配電變壓器」因具有電壓調整與控制能力，故於法規與作業要點認定中應可將配電變壓器劃分於「供電設備」。而「設備」雖亦涵括部分供電裝置，但為更能清楚展現及說明，故於本計畫中，係將電纜、輸配電線路及開關等與供電裝置連接之配件或裝置定義為「設備」，並將虛功率補償裝置、變壓器抽頭裝置、發電機組及配電變壓器歸屬於「供電設備」之一類，以釐清配電變壓器於相關規範上之用語。

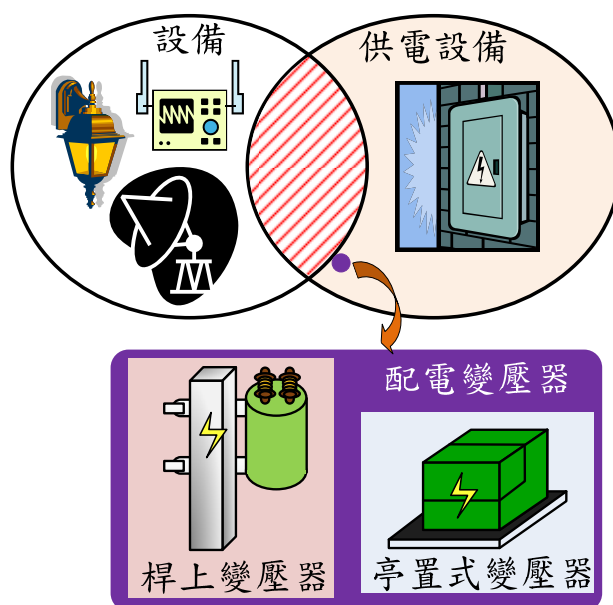


圖 3-1 設備及供電設備與配電變壓器之關係示意圖

3-2-1 公路用地相關設置規範及電業供電線路裝置規則

若將配電變壓器設置於公用道路上時，需依據公路用地設置規範辦理設置程序，並需依設置區域之不同，選擇不同規範。政府機關之法源規範概分為公路土地使用規則、市區道路及附屬工程設計標準及電業供電線路裝置規則。相關規範之說明，如下所述。

A 公路用地使用規則

圖 3-2 為公路橫斷面示意圖，由圖可知，公路用地涵括範圍包含路面、路肩、邊坡、坡腳及坡頂等，因此若欲將配電變壓器設置於上述公路用地時，需依據公路用地使用規則第 16 條設置公用事業設施規定予以辦理，而公路用地設置相關設施之示意圖，則如圖 3-3 至圖 3-5 所示[5]。由圖可知，配電設備設於路肩外側邊緣處或分隔島上，且若其設置在彎道路段者，則應設於彎道外側路肩邊緣處，而如有人行道者，可設於人行道緣石邊緣處。另相關電力線及其桿柱塔架，其沿公路縱向設置者，應設於公路用地範圍之外，如受地形或環境限制等特殊情形，經洽商公路主管機關同意者，得設於路肩外側邊緣處，其跨越路基上空者，距離路拱之淨高，不得小於公路路線設計規範之規定。

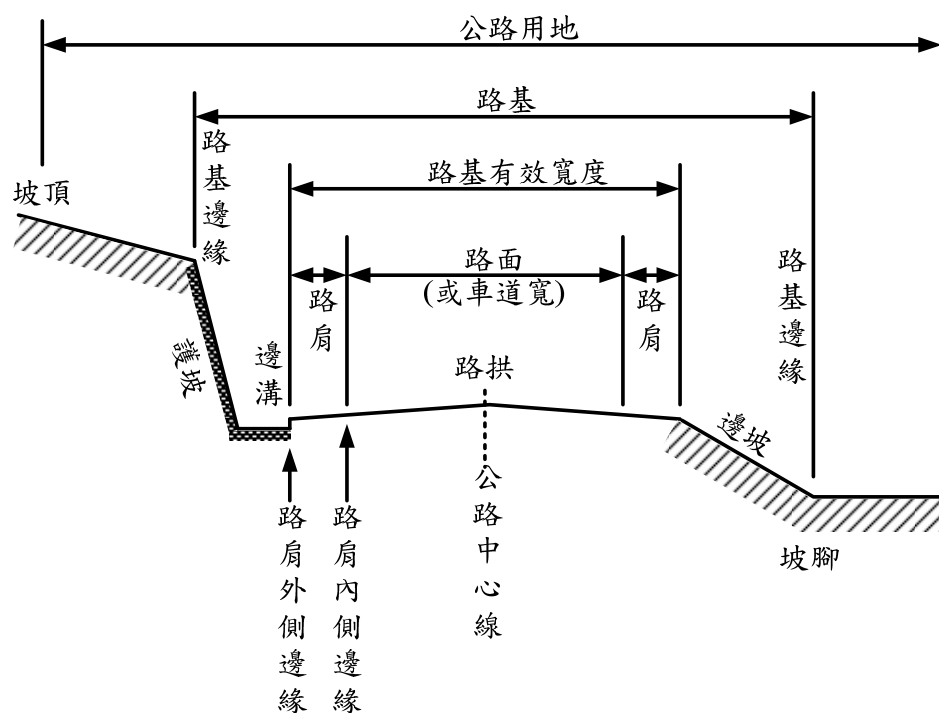


圖 3-2 公路橫斷面示意圖

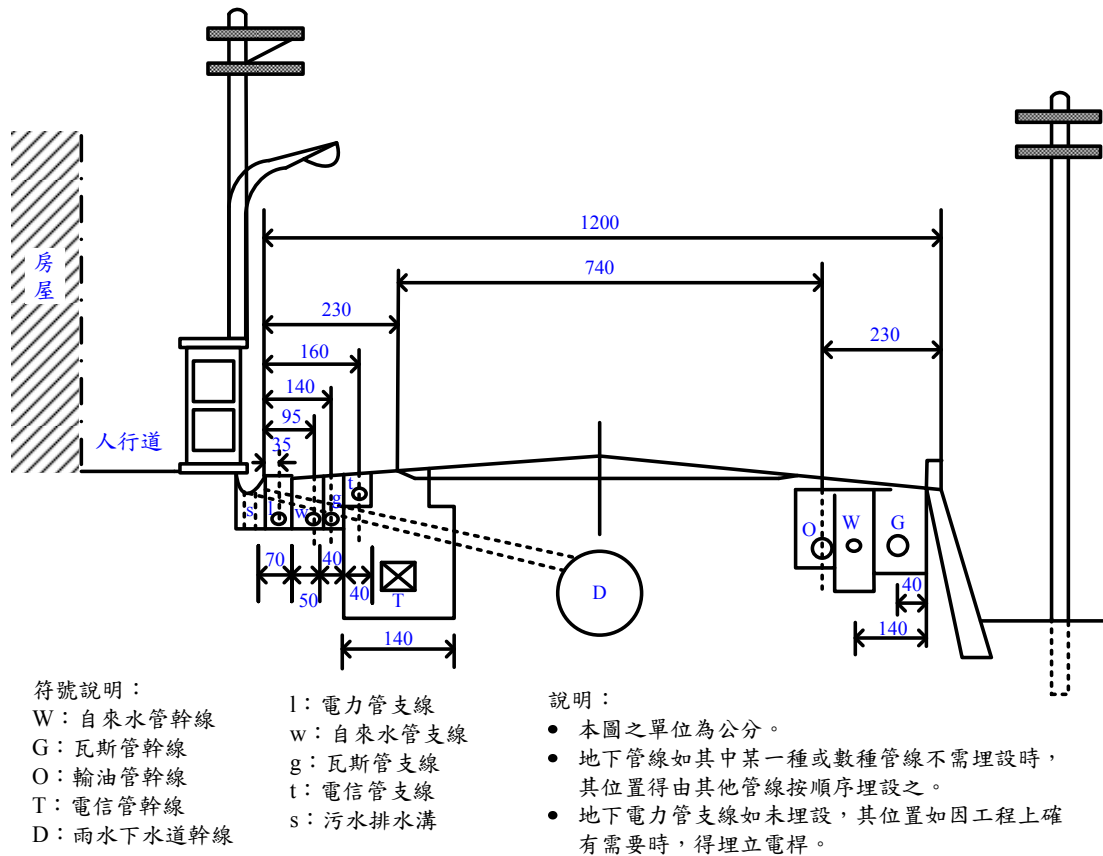


圖 3-3 路寬為 12 m 以下公路使用公路用地設施位置之示意圖

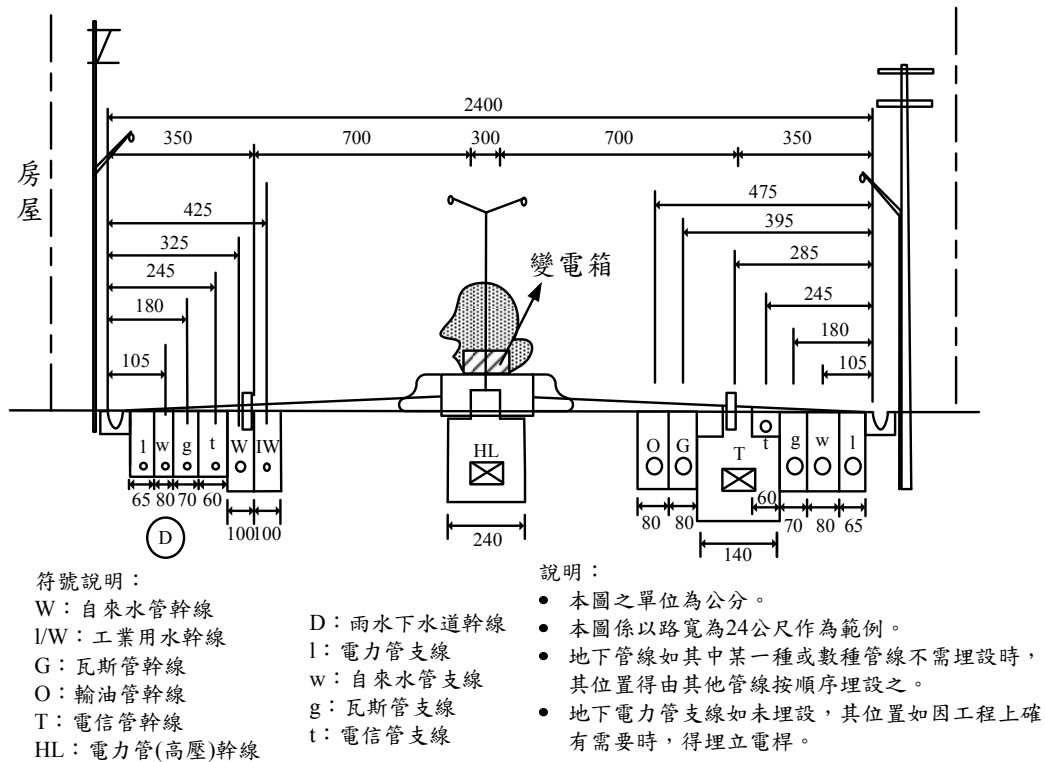


圖 3-4 路寬為 15~28 m 公路使用公路用地設施位置之示意圖

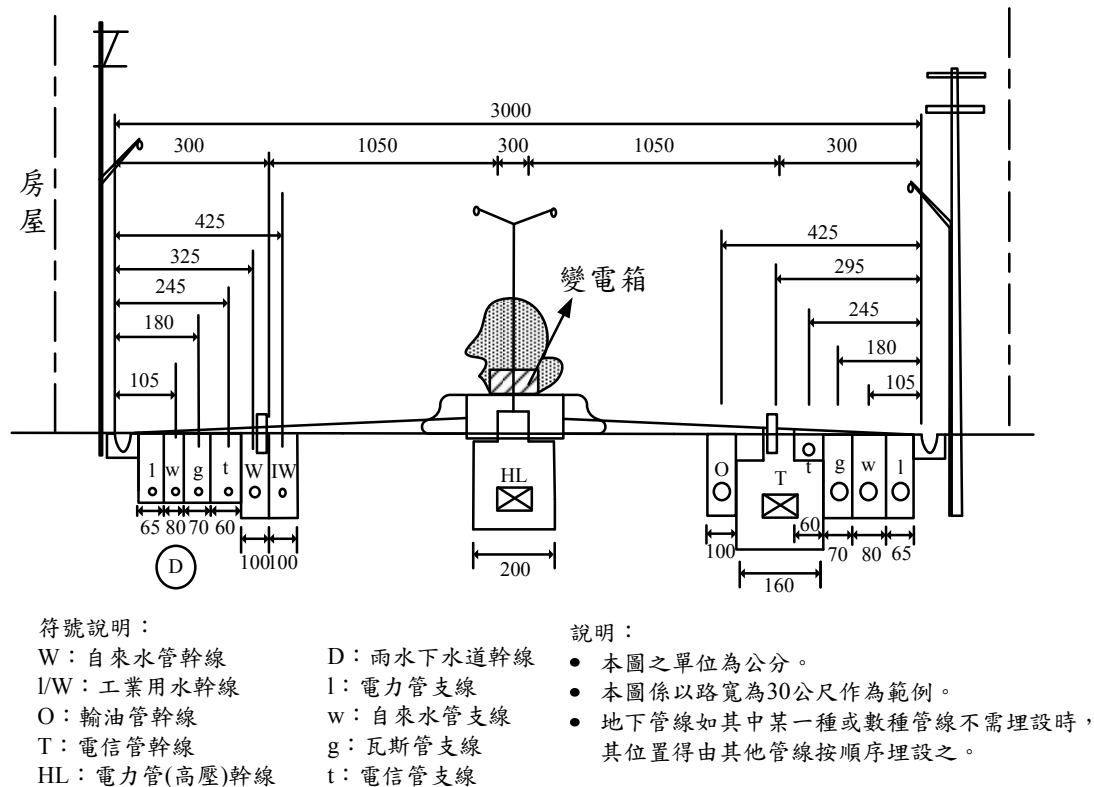


圖 3-5 路寬為 30 m 以上公路使用公路用地設施位置之示意圖

B 市區道路及附屬工程設計標準

於市區道路設置電氣設備時，宜設置於『公共設施帶』，且需依內政部以命令訂定之「市區道路及附屬工程設計標準」規定第 2 條辦理，其中所謂『公共設施帶』係指在人行道或分隔島範圍內設置公共設施及植栽之空間[6]。此外，於該法令亦明文規定道路於規劃設計時，均需留有公共設施帶，以供設置相關公共設施之需。換言之，依據該法令第 5 條及第 6 條之規定，於規劃設計主要道路時，需依實際需求留設人行道及公共設施帶空間，而在規劃設計次要道路時，亦需依實際需求，留設人行道及公共設施帶空間。另市區道路公共設施帶之設計，則需依據本法令第 19 條規定辦理，亦即「公共設施帶寬度依該路段設置之公共設施及植栽最寬者決定之，且公共設施帶得提供為交通、消防及管線設施物佈設使用」。

C 電業供電線路裝置規則

上述介紹之公路土地使用規則與市區道路及附屬工程設計標準，主要係規範配電設備或配電變壓器擬設置於道路旁時，均需遵循其規定辦理。至若於設置或佈設配電線路時，則需依據電業供電線路裝置規則第 85 條至第 87 條之規定加以設置[7]，亦即架空線支持物及其上設備與其它構物應保持下列規定之間隔：

- (1) 與消防栓之間隔不得小於 1.2 m。
- (2) 在人行道建桿時，自地面起 4.6 m 以下之一切設備，應與人行道靠車道側邊緣相距 15 cm 以上；反之，若無人行道時，則支持物應靠道路邊緣設置。
- (3) 與鐵軌之水平間隔，應保持 3.6 m 以上。

另電業供電線路裝置規則第 88 條至第 90 條則對架空電線與地面之垂直間隔作規定，其所規定之基本垂直間隔，如表 3-1 所示，其中線路之間隔規範，乃以 50 °C 之導線運轉溫度為界定依據，亦即當導線運轉溫度為 50 °C 以下者，則以 50 °C 之無風位移為準；而線路設計之導線最高正常運轉溫度超過 50 °C 者，以導線最高正常運轉溫度之無風位移為準。又若線路經過下雪地區，且前述條件之對地基本垂直間隔係由支吊線及導線著冰條件決定者，應另考慮前述條件所規定溫度下無荷重支吊線及導線弛度與 0 °C 之無風位移，厚度 6 mm，比重 0.9 之等效圓筒套冰下支吊線及導線弛度之差，取此差值與前述弛度差值之較大者為增加間隔。除上述規定外，應符合表 3-1 之規定，並說明如下：

- (1) 本表所列電壓係指有效接地電路之相對地電壓，以及其它於接地故障時，其斷路器於起始及後續動作後，能迅速啟斷故障區段電路之相對地電壓。

表 3-1 架空線與地面之垂直間隔

間隔(m)/ 對象及性質	架空線種類	絕緣通訊導線與電 纜；吊線；架空遮蔽 線或架空地線（突波 保護線）；被接地支 線；暴露於300 V以下 之非被接地支線；符 合第80第1款規定之 中性導體(線)；符合第 78條第1款規定之供 電電纜	未絕緣通 訊導線； 符合第78 條第2款 或第3款 規定750 V以下之 供電電纜	符合第78條第 2款或第3款規 定超過750 V 之供電電纜； 750 V以下之 開放式供電導 線；暴露於超 過300 V至750 V之非被接地 支線	超過 750 V至22 kV 之開放式 供電導線； 暴露於超 過 750 V 至 22 kV 之非被接 地支線
		支吊線、導線或電纜跨越或懸吊通過			
1.鐵路軌道（電氣化鐵 路使用架空電車線 者除外）		7.2 m	7.3 m	7.5 m	8.1 m
2.道路、街道及其它供 卡車通行之區域		4.7 m	4.9 m	5.0 m	5.6 m
3.車道、停車場及巷道		4.7 m	4.9 m	5.0 m	5.6 m
4.其它供車輛通行之地 區，例如耕地、牧 場、森林、果園等土 地、工業廠區、商業 場區		4.7 m	4.9 m	5.0 m	5.6 m
5.人畜不易接近處		3.7 m	4.5 m	4.5 m	4.9 m
6.供行人或特定交通工 具（限高2.5 m以下） 之空間及道路		2.9 m	3.6 m	3.8 m	4.4 m
7.不適合帆船航行或禁 止帆船航行之水域		4.0 m	4.4 m	4.6 m	5.2 m
8.適宜帆船航行 之水域，包括 湖泊、水塘、 水庫、受潮水 漲落影響之水 域、河川、溪 流，及規定 13、14、15、 16及17所述無 阻礙水面之運 河	洪 水 位	1.6 m	1.6 m	2.2 m	2.2 m
	常 水 位	4.5 m	4.5 m	5.0 m	5.2 m
支吊線、導線或電纜沿道路架設，但不懸吊在車道上方					
9.道路、街道或巷道		4.7 m	4.9 m	5.0 m	5.6 m
10.線路下方不可能有 車輛穿越之道路		4.1 m	4.3 m	4.4 m	5.0 m

- (2) 若因地下道、隧道或橋梁之需要，線路與地面或軌道之垂直間隔，得局部採用小於本表所列之值。
- (3) 支吊線、導線或電纜跨越礦區、伐木區及類似鐵路等，且僅供低於限高 6.1 m 之車輛通行者，其垂直間隔得以最高裝貨貨車高度與 6.1 m 之差值予以降低，但其垂直間隔不得小於跨越街道之間隔規定。
- (4) 本表架空線種類之第三欄，750 V 以下之開放式供電導線，不含電業供電線路裝置規則第 80 條第 1 款規定之中性導體(線)。
- (5) 若因住戶建築物之高度，致使接戶端離地高度無法符合本表所示值時，其垂直間隔得縮減至下列值：
- a. 絕緣供電接戶線對地電壓 300 V 以下者：3.2 m。
 - b. 絕緣供電接戶線接戶端彎曲部分，對地電壓 300 V 以下者：3.2 m。
 - c. 供電接戶線對地電壓 150 V 以下，且符合電業供電線路裝置規則第 78 條第 1 款或第 3 款規定者：3.0 m。
 - d. 僅供電接戶線接戶端之彎曲部分，對地電壓 150 V 以下，且符合電業供電線路裝置規則第 78 條第 1 款或第 3 款規定者：3.0 m。
- (6) 例如移動式機具、車輛或載人之大型動物等僅供行人或特定交通工具通行之空間或道路，係指限高 2.45 m 以下之區域。
- (7) 沿道路架設之供電或通訊線路，其位置若靠近圍籬、溝渠、堤防等，則線路下方之地面，除行人外，不預期有車輛、機具等通行者，其垂直間隔得縮減至下列值：
- a. 絕緣通訊導線及通訊電纜：2.9 m。
 - b. 其它通訊電路之導線：2.9 m。

- c. 符合電業供電線路裝置規則第 78 條第 1 款規定任何電壓之供電電纜，或符合此規則第 78 條第 1 款或第 3 款規定對地電壓 150 V 以下之供電電纜，以及符合此規則第 80 條第 1 款規定之中性導體(線)：2.9 m。
 - d. 絕緣供電導線對地電壓 300 V 以下者：3.8 m。
 - e. 水平支線：2.9 m。
- (8) 地錨支線不跨越鐵路軌道、街道、車道、道路或小路者，其離地間隔不予規定。
- (9) 通訊導線及支線之垂直間隔得縮減至 4 m。
- (10) 非被接地支線及兩支持物間非被接地跨距支線之拉線礙子間，其垂直間隔應依暴露導線或支線鬆弛時，以其鄰近暴露之線路最高電壓決定之。
- (11) 符合電業供電線路裝置規則第 211 條及第 212 條規定支線加裝拉線礙子者，得採用與被接地支線相同之間隔。
- (12) 若經管理單位協議同意，線路靠近限高 6.1 m 以下之隧道及高架橋梁時，其間隔得以鐵路車輛載貨最大高度與 6.1 m 之差值予以縮減。
- (13) 有水位控制之集水區，其水面面積及對應之垂直間隔，應以設計之高水位為準。
- (14) 無水位控制之水流區，其水面面積應為每年高水位標記所圍繞之面積。垂直間隔應以正常洪水位為準，若有資料，得假設十年洪水位為正常洪水位。
- (15) 河川、溪流及運河上方之間隔，應以任何 1.6 km 長之區段，含匯流處之最大水面面積為準。至於通常用以提供帆船航行至較大水域之運河、河川、溪流上方之間隔，應採用與較大水域要求之相

同間隔。

- (16)若受水面上方阻礙物限制，船隻高度小於電業供電線路裝置規則適用之基準高度時，要求之間隔得以基準高度與水面上方阻礙物離水高度之差值予以縮減。但縮減後之間隔，未小於阻礙物之線路跨越側，則水面面積所要求之間隔者，不在此限。
- (17)不適合帆船航行或禁止帆船航行之水域，若管理單位已核發跨越許可者，從其規定。
- (18)參見第 106 條對鐵路車輛要求之水平間隔及車頂垂直間隔規定。
- (19)本表所指之卡車，係指高度超過 2.45 m 之任何車輛。
- (20)若電桿豎立在道路緣石或其它車輛阻礙物之外時，通訊電纜及導線之垂直間隔得為 4.6 m。
- (21)為適合超大型車輛通行，設計線路時，表列垂直間隔值應另加已知超過大型車輛高度與 4.3 m 之差值。

在下列情況下，除表 3-1 所規定之基本間隔外，應再增加間隔：

- a. 電壓超過 22 kV 至 470 kV 者，其間隔應依表 3-1 所示之值再增加，亦即超過 22 kV 部分，每增加 1 kV 須再加 10 mm 或 0.4 in。電壓超過 470 kV 者，其間隔應依第 91 條規定。電壓超過 50 kV 之線路，其增加間隔應以最高運轉電壓為基準。
- b. 電壓超過 50 kV，除依前款規定間隔外，海拔超過 1000 m 或 3300 ft 部分，每 300 m 或 1000 ft 間隔應再增加 3%。

此外，支吊線、導線、電纜及設備與建築物、橋梁、鐵路軌道、車道、游泳池及其它裝置間間隔規範，則可參閱電業供電線路裝置規則第 97 條及第 100 條之規定，其基本原則如下所示：

- (1) 無風位移之垂直及水平間隔應符合下列規定：
- a. 符合第 88 條規定，適用於線路裝設在建築物等之上方及側邊。

- b. 依線路設計之最低導線溫度的無風位移時最初弛度，適用線路裝設於建築物等之下方及側邊。但垂直或橫向導線、電纜直接附掛在支持物表面，符合其它規定者，不在此限。
- (2) 有風位移之水平間隔：需考慮於有風位移情況時，支吊線、導線或電纜在 15 °C 之最終弛度，從靜止狀態受 290 帕(Pa)或 30 Kg/m² 風壓吹移時之位移，其位移應包括懸垂礙子之偏移。若最高之支吊線、導線或電纜裝設於支持物上，且離地面高度 18 m 或 60 ft 以上者，支吊線、導線或電纜之位移，應包括支持物之撓度。若線路全跨距非常靠近能擋風之建築物、地形或其它阻礙物，使風無法從任一邊橫向吹過導線者，其風壓得縮減至 190 帕(Pa)或 20 Kg/m²。樹木不得作為線路之擋風物。
- (3) 水平與垂直間隔兩者間之轉角間隔：
- a. 線路於屋頂或裝置物頂端斜上方之間隔，應符合水平及垂直間隔規定。但線路與屋頂及裝置物頂端之最近距離，若符合垂直間隔規定距離，不在此限。
- b. 線路在建築物、標誌或其它裝置突出點斜上方或斜下方之間隔，應符合水平及垂直間隔規定。但線路與建築物、標誌及其它裝置突出點之最近距離，若符合垂直間隔規定，則不在此限。
- c. 若水平規定間隔大於垂直規定間隔時，線路於屋頂外緣或裝置物頂端斜上方處，其斜線距離小於或等於所需水平間隔時，應符合垂直間隔規定。

本節所規定之支吊線、導線、電纜及設備與房屋、橋梁及其它構造物間隔，係以政府機關認定合法建築物為依據。若原線路已符合間隔規定，後設之構造物及其它設備，應考慮其設備之安全間隔。此外，

支吊線、導線、電纜及設備儘量避免跨越房屋。若技術上無法克服時，得跨越之。

另支吊線、導線、電纜及硬質帶電組件，與建築物、交通號誌、告示板、煙囪、無線電及電視天線、桶槽及除橋梁外其它裝置之間隔規定如下，並將詳細間隔列於表 3-2 所示。

(1) 垂直與水平間隔：

- a. 間隔：未防護或可接近之支吊線、導線、電纜或硬質帶電組件，得鄰近建築物、交通號誌、告示板、煙囪、無線電與電視天線、桶槽及其它裝置與附掛於其上之任何突出物。上述硬質及非硬質組件等，在第 97 條第 1 項第 1 款所規定之條件下靜止時，其垂直與水平間隔不得小於所示值。
- b. 支線之接地部分到建築物之水平間隔得縮減為 75 mm。
- c. 導線使用符合第 78 條第 1 款之電纜，其間隔得減半。
- d. 於必要時，計算水平間隔應考慮有風位移之情況。

(2) 供電導線及硬質帶電組件之防護：供電導線與硬質帶電組件若無法保持所規定之間隔時，應妥予防護。供電電纜符合第 78 條第 1 款第 1 目規定者，視為有防護。

(3) 供電導線附掛於建築物或其它裝置：因接戶需要，永久附掛於建築物或其它裝置之任何電壓等級供電導線，在建築物上方或側面之供電導線，其裝置規定如下：

- a. 帶電之接戶線，包括接續接頭與分歧接頭，依下列規定，予以絕緣或包覆：
 - I. 電壓 750 V 以下者，應符合第 78 條或第 79 條規定。
 - II. 電壓超過 750 V 者，應符合第 78 條第 1 款規定。但符合第 80 條第 1 款規定之中性導體(線)，不在此限。

表 3-2 支吊線、導線、電纜及未防護帶電組件與建築物之間隔

間隔(m)/ 對象及性質	架空線 種類	絕緣通訊導線 與電纜;吊線;架 空地線(突波保 護線);被接地支 線;暴露於 300 V 以下之非被 接地支線;符合 第 80 條第 1 款 規定之中性導 體(線);符合第 78 條第 1 款規 定之供電電纜	符 合 第 78 條第 2 款 或 第 3 款 規 定 750 V 以 下 之 供 電 電 纜	750 V 以下未 防護之硬質 帶電組件;未 絕緣通訊導 線;750 V 以 下之非被接 地設備外殼; 暴露於超過 300 V 至 750 V 開放式供 電導線之非 被接地支線	符 合 第 78 條第 2 款或第 3 款 規 定 超過 750 V 之 供 電 電 纜;750 V 以 下 之 開 放 式 供 電 導 線	超過 750 V 至 22 kV 未 防護硬質帶 電組件;750 V 至 22 kV 之非被接地 設備外殼;暴 露於超過 750 V 至 22 kV 之非被 接地支線	超 過 750 V 至 22 kV 之開 放 式 供 電 導 線
1.建築物							
(1) 水平							
①牆壁、突出物 及有防護之窗 戶	0.9 m	0.9 m	1.2 m	1.2 m	1.5 m	1.5 m	
②未防護之窗戶	0.9 m	0.9 m	1.2 m	1.2 m	1.5 m	1.5 m	
③人員可輕易進 入之陽台與區 域	0.9 m	0.9 m	1.2 m	1.2 m	1.5 m	1.5 m	
(2) 垂直							
①人員無法輕易 進入之屋頂或 突出物上方或 下方	0.9 m	0.9 m	1.2 m	1.2 m	1.5 m	1.5 m	
②人員可輕易進 入之陽台與屋 頂上方或下方	2.0 m	2.0 m	2.0 m	2.0 m	3.0 m	3.0 m	
③除卡車外之一 般車輛可進入 之屋頂	3.2 m	3.4 m	3.4 m	3.5 m	4.0 m	4.1 m	
④卡車可進入之 屋頂	4.7 m	4.9 m	4.9 m	5.0 m	5.5 m	5.6 m	
2.號誌、煙囪、告示板、無線電與電視天線、桶槽及未被歸類為建築物或橋梁之其它裝置							
(1) 水平							
①人員可輕易進 入之部分	0.9 m	0.9 m	1.2 m	1.2 m	1.5 m	1.5 m	
②人員無法輕易 進入之部分	0.9 m	0.9 m	1.2 m	1.2 m	1.5 m	1.5 m	
(2) 垂直							
①貓道或僅供單 人通行之維修 通道表面上方 或下方	3.2 m	3.4 m	3.4 m	3.5 m	4.0 m	4.1 m	
②類似裝置其它 部分之上方或 下方	0.9 m	0.9 m	1.2 m	1.2 m	1.5 m	1.5 m	

- b. 對地電壓超過 300 V 之導線，除有防護或使人員不可接近之措施外，不得沿著或接近建築物表面裝設。
 - c. 附掛及沿著建築物外緣裝設之支吊線或電纜，與該建築物表面之間隔，不得小於 75 mm 或 3 ft。但以管路防護裝設者，不在此限。
 - d. 接戶導線，包括接戶端彎曲部分之裝置，應為非輕易觸及，且其間隔不得小於下列規定值：
 - I. 與其通過之屋頂、陽台、門廊或露台等最高點的垂直間隔為 3 m 或 10 ft。但線間電壓 300 V 以下，採用絕緣導線，且不易為人員接近者，此間隔可縮減為 900 mm 或 3 ft，此種 300 V 以下之接戶導線，若因實務需要而於屋頂設置線架支持者，得離屋頂 300 mm 或 1 ft。
 - II. 在任何方向，與窗戶、門口、走廊、平台、防火逃生門或類似地點之間隔為 900 mm 或 3 ft。
- (4) 通訊導線附掛於建築物或其它裝置：通訊導線與電纜得直接附掛於建築物或其它裝置上。
- 至於支吊線、導線、電纜及未防護硬質帶電組件與橋梁間之垂直及水平間隔規定，則可參閱電業供電線路裝置規則第 101 條之規定，其中基本間隔如表 3-3 所示，且應符合下列規定：
- (1) 本表所列電壓係指被有效接地電路之相對地電壓，以及其它於接地故障時，其斷路器於起始及後續動作後，能迅速啟斷故障區段電路之相對地電壓。
 - (2) 若於橋梁上或靠近橋梁之車道上方，亦適用電業供電線路裝置規則第四章第三節規定之間隔。
 - (3) 承載砌體、磚塊或混凝土之鋼橋橋座，電業供電線路裝置需經常

表 3-3 支吊線、導線、電纜及未防護硬質帶電組件與橋梁間之間隔

架空線種類 間隔(m)/ 對象及性質	750 V以下未防護 硬質帶電組件;未 絕緣通訊導線;符 合第78條第2款 或第3款規定750 V以下之供電電 纜;750 V以下之 非被接地設備外 殼;暴露於超過 300 V至750 V開 放式供電導線之 非被接地支線	符合第78 條第2款 或第3款 規定超過 750 V之 供電電 纜;750 V 以下之開 放式供電 導線	超過750 V至22 kV之開 放式供 電導線	超過750 V至 22 kV之未防 護硬質帶電組 件;超過750 V 至22 kV之非 被接地設備外 殼;暴露於超過 750 V至22 kV 開放式供電導 線之非被接地 支線
1.線路跨越橋梁上方間隔				
(1)線路附架於橋 梁者	0.90 m	1.07 m	1.70 m	1.50 m
(2)線路未附架於 橋梁者	3.0 m	3.2 m	3.8 m	3.6 m
2.線路通過橋梁旁邊、橋下或橋內之間隔				
(1)任何橋梁之可輕易進入部分，包括橋翼、橋壁及橋梁附件				
①線路附架於橋 梁者	0.90 m	1.07 m	1.70 m	1.50 m
②線路未附架於 橋梁者	1.50 m	1.70 m	2.30 m	2.00 m
(2)通常無法進入之橋梁部分（磚塊、混凝土或砌體除外）及與橋墩之間隔				
①線路附架於橋 梁者	0.90 m	1.07 m	1.70 m	1.50 m
②線路未附架於 橋梁者	1.20 m	1.40 m	2.00 m	1.80 m

接近檢查者，應視為可輕易進入部分。

(4) 若附架於橋梁之橫擔與線架屬同一電業所有、運轉或維護者，供電導線至其橫擔與線架之間隔，應符合電業供電線路裝置規則之規定。

(5) 非被接地支線或支線兩礙子間非被接地之支線部分，其間隔應以導線或支線鬆弛時，鄰近線路之最高電壓為基準。

- (6) 若通過橋梁下方之導線有適當防護，以防止非電氣技術人員碰觸，且於維護橋梁時可依規定實施停電及接地者，在任何點上之導體(線)與橋梁之間隔，得為電業供電線路裝置規則中「橫擔表面」之間隔加上該點導線無荷重弛度之間隔。
- (7) 若橋梁有活動部分，例如吊橋，所需間隔應能維持該橋梁或橋上任何附屬物之全部活動範圍。
- (8) 若橋梁管理單位同意，供電電纜可敷設於直接附架於橋梁之硬質導線管內。
- (9) 靜止時之間隔，不得小於本表中所示之數值，若導線或電纜因風位移時，間隔不得小於 1.1 m。
- (10) 靜止時之間隔，不得小於本表中所示之數值，若導線或電纜因風位移時，間隔不得小於 1.40 m。

同規則第 149 條，同一支持物上，於供電線路上下層或供電設施空間內之垂直及橫向導線，其與支持物表面、跨線、支線及吊線間之間隔規定如下：

1. 一般間隔不得小於表 3-4 所列之值或第 119 條規定。

表 3-4 垂直及橫向導線與支持物表面、跨線、支線及吊線間之間隔

電壓別 間隔(mm)/對象	8.7 kV 以下	8.7 kV 至 50 kV	超過 50 kV
支持物表面	75 mm	75 mm (超過 8.7 kV 部分， 每 kV 再增加 5 mm)	280 mm (超過 50 kV 部分，每 kV 再增加 5 mm)
跨線、支線及吊線	150 mm	150 mm (超過 8.7 kV 部分， 每 kV 再增加 10 mm)	580 mm (超過 50 kV 部分，每 kV 再增加 10 mm)

2. 具有帶電線路之支持物所提供之爬登空間：

- a. 一般要求：若開放式線路導線在電桿或支持物 1.2 m 或 4 ft

範圍內，垂直導線之架設方式如下列之一：

- I. 開放式垂直導線與電桿或支持物表面間之間隔，不得小於表 3-5 指定區間所列之值。
- II. 開放式供電導線上下範圍內，依表 3-5 規定垂直及橫向導線或電纜固定於支持物表面時，導線或電纜應事先穿入非金屬導線管內或以非金屬護套予以防護。但接地導線、架空地線、符合第 80 第 1 款之中性導體(線)、符合第 78 條第 1 款之供電電纜，以及 750 V 以下之有外皮多芯供電電纜等非位於爬登空間者，故不適用之。

- b. 燈具用導線：在供電導線專用支持物上或共架支持物上，燈具固定架距離通訊附屬配件 1 m 或 40 in 以上，開放式燈具電源之引接線，得由供電線路直接引接，其與支持物表面之間隔，需依表 3-4 所列之值，且開放式引接線兩端應確實固定。

同規則第 108 條，架空導線與植物應保持之間隔，即如表 3-6 所示，其中表內之間隔，前項間隔於特高壓線係以攝氏 50 °C 無荷重之導線弛度為準；高壓及低壓線則以 15 °C 無荷重之導線弛度為準。但應符合下列規定：

- (1) 本表所列電壓係指被有效接地系統之相對地電壓。
- (2) 線路維護期間之植物長度應另計之。
- (3) 特高壓導線之銅線考慮擺動 45 度，鋼心鋁線及全鋁線考慮擺動 60 度後之間隔。

表 3-5 開放式垂直導線與電桿表面間之間隔

電壓 (kV)	開放式供電導線上下方之距離 (m)	垂直導線與電桿表面間之間隔 (mm)
22以下	1.80	480
超過22至30	1.80	560
超過30至50	1.80	760

- (4) 50 kV 以上之線路以系統最高運轉電壓計算。
- (5) 高壓或低壓供電線若使用相當於電纜之絕緣電線，其間隔無需受本表規定之限制。

表 3-6 架空導線與植物之最小間隔

架空線路電壓	最小水平間隔 (m)	最小垂直間隔 (m)
750 V 以下	0.20	0.20
超過 750 V 至 8.7 kV	1.20	1.00
超過 8.7 kV 至 22 kV	1.50	1.50
超過 22 kV 至 50 kV	2.00	2.00
超過 50 kV 以上	2.00 及超過 50 kV 部分，每 kV 再加 0.01	

D 新舊版供電線路裝置規則之差異比較

因「屋外供電線路裝置規則」原適用於臺灣地區及經濟部指定適用之地區內一切屋外供電線路之裝置，業已由經濟部於中華民國 102 年 10 月 14 日修正為「電業供電線路裝置規則」，並修正條文。茲將部分條文修改內容臚列如表 3-7 所示。由表可知，新版「電業供電線路裝置規則」發行後，已考量實際空間限制，允許例外情況下架空線支持物與消防栓之間隔縮小；並與國際規範接軌，提高架空線支持物與地面之距離；另架空線路與鐵路軌道之距離，為避免電車觸碰架空線路，已新增規範垂直間隔，亦因應國際規範，將水平間隔拉長；至於接戶導線與其通過之屋頂、陽台、門廊、或露台等最高點之垂直間隔，為因應現代大樓用電需求增加，接戶導線電壓可能超過 600 V，已將垂直間隔增加以確保安全。綜觀之，「電業供電線路裝置規則」已與國際規範接軌，並提升架空線支持物及接戶導線之間隔標準，可供電力公司實務應用之需。

此外，參考舊版屋外供電線路裝置規則及新版電業供電線路裝置

規則之條文內容可知，若對供電設備之規範而言，僅規範支持物上供電設備及通訊設備，若設置於導線或其它附掛物下方時，則供電設備及通訊設備應裝設在爬登空間外側，同時新舊版線路裝置規則亦對供電導線與通訊設備間、通訊導線與供電設備間及供電設備與通訊設備間之垂直間隔加以規範，如表 3-8 所示，其中前揭供電設備及通訊設備係涵括變壓器、電壓調整器、電容器、電纜終端接頭、放大器、加感線圈、通訊天線、突波避雷器、開關等設備。由表可知，新舊版線路裝置規則僅對供電設備與其它設備之間距加以規範，並未對供電設備與民宅之間距進行規範，同時亦無提及配電變壓器與民宅間距之規範。換言之，新版電業供電線路裝置規則主要定義輸配電線路与其它構物之間距規範，惟對於供電設備或配電變壓器與建築物之間距的描述較為有限。

表 3-7 電業供電線路裝置規則條文修改內容

修正條文	現行條文
<p>第八十五條 支持物與消防栓之間隔不得小於 1.2 m 或 4 ft。但有下列情況者，不在此限：</p> <p>一、若情況不允許者，其間隔得縮減為 900 mm 或 3 ft 以上。</p> <p>二、經當地消防機關及電桿所有權人雙方同意者，其間隔得予縮減。</p>	<p>第二十八條第一款 架空線支持物及其上之設備与其它構物間應保持左列規定之間隔：</p> <p>一、與消防栓之間隔應保持 1.2 m 以上。</p>
<p>本條本文由現行條文第二十八條第一款移列修正，將現行應保持 1.2 m 以上，修正為不得小於 1.2 m。考量實際上可能因空間限制，不能置放較大常用之消防設施，而應允許有例外情況，爰參考 NESC 231A 增訂但書規定。</p>	
<p>第八十六條 支持物與街道、公路之間隔規定如下：</p> <p>一、公路若有緣石時，支持物、橫擔、地錨支線及附掛設備等自地面起至 4.6 m 或 15 ft 以下部分，應與緣石之車道側維持足夠之距離，以避免被平常行駛及停放於車道邊之車輛碰觸。於公路緣石轉彎處，上述距離不得小於 150 mm 或 6 in。若為鋪設型或混凝土窪地型緣石，上述設施應位於緣石之人行道側。</p> <p>二、公路若為無緣石或無人行道時，支持物應靠道路邊緣設置，與車道維持足夠之距離，以避免被平常行駛之車輛碰觸。</p> <p>三、電業於公路、街道或高速公路上裝設之架空線路，若因路權狹窄或緊鄰密集房屋等特殊狀況，應採可行之技術予以解決。</p>	<p>第二十八條第二款 架空線支持物及其上之設備与其它構物間應保持左列規定之間隔：</p> <p>二、在人行道建桿時自地面起 4.5 m 以下之一切設備應與人行道靠車道側邊緣相距 15 cm 以上。如無人行道時，支持物應靠道路邊緣設置。</p>
<p>一、考量人行道有時會墊高而設有緣石，故依有無緣石分列第一款及第二款規定。第一款由現行條文第二十八條第二款前段移列修正。現行規定敘述較為模糊，考量建桿時除電桿外，可能還有其它橫擔、支線需要架</p>	

<p>設，並將相關設備附掛其上，為避免爭議，爰予明定。至於限制之高度，現行規定4.5 m，參考美國NESC 231B1規定為15 ft，換算公制為4.6 m，為與國際規範接軌，故將高度提高為4.6 m。與緣石之間隔，考量可能受限於環境，不宜一致要求固定之間隔，故採彈性規定為維持足夠之距離，達到避免被平常行駛及停放於車道邊之車輛碰觸之目的即可，惟顧及轉彎處可能較危險，無論環境是否限制，均須有最小之間隔，故保留現行規定距離。另參考NESC 231B1增訂鋪設型或混凝土窪地型緣石之施作位置。</p> <p>二、現行條文第二款後段修正移列第二款。考量國內現況，人口稠密，道路狹窄，8 m以下無磚道，道面兩旁側溝以L型水泥蓋，側溝外為私人建物，建桿只能沿側溝旁辦理。另考量公路若為無緣石時，對支持物遭車輛碰觸之危險即少一層保護，則支持物應與車導維持足夠距離，以避免遭撞擊，爰參考NESC 231B2增訂之。</p> <p>三、對於路權狹窄或緊鄰密集房屋之特殊情形，較難予以具體規定，需依個案特別考量與設計，爰參考 NESC 231B3 增訂第三款，僅要求盡可能採可行之技術予以解決。</p>	
<p>第八十七條 架空線路與鐵路軌道平行或交叉時，距最近軌道上方 6.7 m 或 22 ft 以下範圍，支持物所有部位、橫擔、地錨支線及附掛設備，與軌道之水平間隔不得小於下列規定：</p> <p>一、與最近軌道水平間隔保持 3.6 m 或 12 ft 以上。</p> <p>二、前款規定之間隔，若經鐵路機關同意後得予縮減。</p>	<p>第二十八條第三款 架空線支持物及其上之設備與其它構物間應保持左列規定之間隔：</p> <p>三、與鐵軌之間隔應保持 3.5 m 以上。</p>
<p>第一款由現行條文第二十八條第三款移列修正，為避免電車碰觸架空線路，因此亦需要規定架空線路自軌道起上方一定高度以下之範圍與軌道之水平間隔，爰參考 NESC 231C 增訂為距最近軌道上方 6.7 m 或 22 ft 以下範圍，橫擔、地錨支線及附掛設備，與軌道之水平間隔。至於應保持之水平間隔，現行規定 3.5 m 以上，而參考美國 NESC 231C1 規定為 12 ft，換算公制為 3.6 m，為與國際規範接軌，故將間隔拉寬至 3.6 m；另參考 NESC 231C2 得予縮減之條件，增訂第二款。</p>	
<p>第九十條 電壓超過 22 kV 之支吊線、導線、電纜及設備中未防護硬質帶電組件，其與地面、道路或水面之垂直間隔規定如下：</p> <p>一、電壓超過 22 kV 至 470 kV 者，其間隔應依附表八九～一或附表八九～二所示值，超過 22 kV 部分，每增加 1 kV 須再加 10 mm 或 0.4 in。電壓超過 470 kV 者，其間隔應依第九十一條規定。電壓超過 50 kV 之線路，其增加間隔應以最高運轉電壓為基準。</p> <p>二、電壓超過 50 kV，除依前款規定間隔外，海拔超過 1000 m 或 3300 ft 部分，每 300 m 或 1000 ft 間隔應再增加 3%。</p>	<p>第二十九條第二款第一目 架空電線與地面之垂直間隔規定如左：</p> <p>二、在左列情況下，除附表一所規定之基本間隔外，應再增加間隔：</p> <p>（一）供電線相對地電壓超過 50 kV 時，超出 50 kV 部分，每超過 1 kV 應另增加間隔 10 mm，此項增加間隔應以系統最高運轉電壓計算之。</p>
<p>一、第一款由現行條文第二十九條第二款第一目移列修正。關於增加間隔之計算，依現行規定之方式，可能會有大氣間隙之飽和效應，使該計算方式產生問題，因此美國 NESC 1990 年版已修正其計算方式，將增加間隔之開始電壓改從超過 22 kV 開始，且配合現行附表一刪除最後一欄：「超過 22 kV 至 50 kV 供電線」之相關規定，且限制供電線路運轉最高為 470 kV，爰參考 NESC 232C1 修正第一款，其中將低開關突波因數之較高電壓導線納入規定，允許其得縮減間隔，為避免誤解本規則規定有矛盾，爰增訂第一款但書。</p> <p>二、考量空氣介質強度會隨著海拔增加而減少，則高壓線路架設之海拔越高，越易發生感電，因此電壓超過 50 kV 之線路，宜再增加間隔，爰參考 NESC 232 C2 增訂第二款。</p>	
<p>第一百條 支吊線、導線、電纜及硬質帶電組件，與建築物、交通號誌、告示板、煙囪、無線電及電視天線、桶槽及除橋梁外其它裝置之間隔規定如下：</p> <p>一、垂直與水平間隔：</p> <p>（一）間隔：未防護或可接近之支吊線、導線、電纜或硬質帶電組件，得鄰近建築物、交通號誌、告示板、煙囪、無線電與電視天線、桶槽及其它裝置與附掛於其上之任何突出物。上述硬質及非硬質組件等，在第九十七條第一項第一款所規定之條件下靜止時，其垂直與水平間隔不得小於附表一○○所示值。</p> <p>（二）支線之接地部分到建築物之水平間隔得縮減為 75 mm。</p> <p>（三）導線使用符合第七十八條第一款之電纜，其間隔得減半。</p>	<p>第三十一條第二項 除前項規定外，架空電線與房屋、煙囪、樓梯間及水槽等構建物之間隔如左：</p> <p>一、架空電線與房屋、煙囪、樓梯間及水槽應保持附表三所列之基本間隔，如無法保持此間隔時，應將導線遮蔽或設保護保護之。但火藥庫等儲有危險物品者，絕對不可跨越。</p> <p>二、供電線路為引入建築物而附架於其上時，應符合左列規定：</p> <p>（一）對地電壓 300 V 以上之導線原則上不得附架於建築物表面或表面附近。但導線經遮蔽或人員不易觸及者，不在此限。</p> <p>（二）相間電壓未達 8.7 kV 線路之導線與建築物表面之間隔不得小於 75 mm；電壓超過 8.7 kV 者，每超出 1 kV 應另增加 5 mm 之間隔。但對於電壓 750 V 以下之裸線及</p>

<p>(四)於必要時,計算水平間隔應考慮有風位移之情況。</p> <p>二、供電導線及硬質帶電組件之防護:供電導線與硬質帶電組件若無法保持附表一〇〇所規定之間隔時,應妥予防護。供電電纜符合第七十八條第一款第一目規定者,視為有防護。</p> <p>三、供電導線附掛於建築物或其它裝置:因接戶需要,永久附掛於建築物或其它裝置之任何電壓等級供電導線,在建築物上方或側面之供電導線,其裝置規定如下:</p> <p>(一)帶電之接戶線,包括接續接頭與分歧接頭,依下列規定,予以絕緣或包覆:</p> <p>1.電壓 750 V 以下者,應符合第七十八條或第七十九條規定。</p> <p>2.電壓超過 750 V 者,應符合第七十八條第一款規定。但符合第八十條第一款規定之中性導體(線),不在此限。</p> <p>(二)對地電壓超過 300 V 之導線,除有防護或使人員不可接近之措施外,不得沿著或接近建築物表面裝設。</p> <p>(三)附掛及沿著建築物外緣裝設之支吊線或電纜,與該建築物表面之間隔,不得小於 75 mm 或 3 in。但以管路防護裝設者,不在此限。</p> <p>(四)接戶導線,包括接戶端彎曲部分之裝置,應為非輕易觸及,且其間隔不得小於下列規定值:</p> <p>1.與其通過之屋頂、陽台、門廊或露台等最高點之垂直間隔為 3 m 或 10 ft。但線間電壓 300 V 以下,採用絕緣導線,且不易為人員接近者,此間隔可縮減為 900 mm 或 3 ft,此種 300 V 以下之接戶導線,若因實務需要而於屋頂設置線架支持者,得離屋頂 300 mm 或 1 ft。</p> <p>2.在任何方向,與窗戶、門口、走廊、平台、防火逃生門或類似地點之間隔為 900 mm 或 3 ft。</p> <p>四、通訊導線附掛於建築物或其它裝置:通訊導線與電纜得直接附掛於建築物或其它裝置上。</p>	<p>符合第二十七條規定之電纜,其間隔可縮減為 25 mm。</p> <p>(三)接戶線應不易為人員所觸及,且電壓在 600 V 以下時,應保持左列規定之間隔:</p> <p>1.屋頂或階台上應保持 2 m 以上之間隔。但線間電壓在 300 V 以下且屋頂或陽台不易為人員接近者,此間隔可縮減為 0.9 m,此種 300 V 以下之接戶線,若因事實需要而於屋頂設置線架支持者,得離屋頂 300 mm 以上。</p> <p>2.可開啟之門,窗戶及太平梯或類似設施,應保持 0.9 m 以上之距離。</p> <p>三、附表三所列架空電線與房屋、煙囪、樓梯間及水槽等之基本間隔,應符合左列規定:</p> <p>(一)附表三所列電壓於有效接地系統為相對地電壓。</p> <p>(二)支線之接地部分到房屋之水平間隔可縮減為 75 mm。</p> <p>(三)導線使用相當於電纜之絕緣導線,其間隔可減半。</p>
<p>一、本條由現行條文第三十一條第二項移列修正。因應現實社會情況,參考 NESC 234C 增訂架空線路與交通號誌、告示板、無線電及電視天線等應保持之間隔亦適用本條規定。</p> <p>二、第一款修正如下:</p> <p>(一)由現行條文第一款本文前段移列修正,並參考 NESC 234C1 修正。現行附表三因條次變更,編號修正為附表一〇〇。現行條文第三款第一目所定電壓,移列至附表一〇〇,以利表格適用,爰予刪除。</p> <p>(二)現行條文第三款第二目及第三目移列為第一款第二目及第三目。由於現行條文第三目規定「導線使用相當於電纜之絕緣導線」,實際上究為何種線類並不清楚,常造成困擾,爰明定為「導線使用符合第七十八條第一款之電纜」。超過 750 V 之供電線路依本款第三目規定間隔減半後之間隔會小於低壓線之間隔,係因該高壓電纜除有絕緣層及被覆層外,兩層之間有接地金屬遮蔽層,以確保高壓電纜外表零電位而安全上無虞。</p> <p>(三)另考量架空線路可能會受風吹移而影響與其它裝置之間隔,故增訂本款第四目規定。</p> <p>三、第二款修正如下:</p> <p>(一)由現行條文第一款本文後段移列修正。考量實際施作可能因環境限制無法保持規定之基本間隔,故允許於有防護下,得縮減間隔,現行規定應將導線遮蔽或設保護保護之,簡言之即應妥予防護,爰簡化之。至於防護方法,現行規定之導線遮蔽亦屬之,惟於第七十八條第一款第一目已有更詳細及明確之方式可供參考,爰參考 NESC 234C2 增訂第二款後段。</p> <p>(二)由於架空線路下方建物內儲放何物不易知悉,因此現行條文第一款但書規定,有時執行上會有困難,為避免造成不必要之困擾,不宜明確規定,爰予刪除。</p> <p>四、第三款修正如下:</p>	

<p>(一) 由現行條文第二款移列修正。</p> <p>(二) 由於供電線路引入建築物，民眾易於接近，因此應做好絕緣措施，以避免發生感電事故，為加強民眾安全之保障，爰參考 NESC 234C3a 規定增訂第三款第一目規定帶電之接戶線應予絕緣或包覆。</p> <p>(三) 現行條文第二款第一目修正移列第二目，參考 NESC 234C3b，調整敘述方式，使其規範意旨更清楚。</p> <p>(四) 現行條文第二款第二目修正移列第三目，美國 NESC 之前亦採取此種規定方式，惟考量接戶線通常不超過 8.7 kV，現已修正直接規定不得小於 75 mm，爰參考 NESC 234C3c 修正現行規定方式。</p> <p>(五) 現行條文第二款第三目修正移列第四目，參考 NESC 234C3d 酌予修正，因應現代大樓用電需求，接戶線電壓可能超過 600 V，而現行規定僅限電壓在 600 V 以下之接戶線始應保持規定之間隔，可能會導致上述情況未受規範之缺漏，爰修正此條件限制。考量現代接戶線之電壓可能超過 600 V，則現行規定與屋頂或階台上應保持 2 m 以上，修正為 3 m，增加間隔距離，以確保安全。基於安全，線間電壓 300 V 以下之間隔縮減，爰增訂採用絕緣導線之條件。配合現代習慣用詞，將現行太平梯，修正為防火逃生門。</p> <p>五、配合將電業通訊電纜納入規定，一般通訊導線與電纜雖可能具有導電性，惟較不易造成人員損傷，爰參考 NESC 234C4 增訂第四款，允許其直接附掛於建築物或其它裝置上。</p>																			
<p>第一百零一條 支吊線、導線、電纜及未防護硬質帶電組件與橋梁間之垂直及水平間隔規定如下：</p> <p>一、間隔：未防護或可接近之支吊線、導線、電纜或硬質帶電組件，得鄰近橋梁構造物或位於橋梁結構內部。上述硬質及非硬質組件等，在第九十七條第一項第一款所規定之條件下靜止時，其垂直與水平間隔，不得小於附表一〇一所示值。但絕緣通訊電纜、被有效接地支線、跨距吊線、架空地線、符合第八十條第一款規定之中性導體(線)，及符合第七十八條第一款規定之供電電纜，不在此限。</p> <p>二、在有風位移條件下之水平間隔：在第九十七條第一項第二款規定之風壓條件下，由靜止處移位後，下列導線或電纜與橋梁間之水平間隔，不得小於下表所示值：</p>		<p>第三十一條第三項 除第一項規定外，架空電線與橋樑間至少應保持附表四所列之基本間隔。但支線、吊線、架空地線、中性線及符合第二十七條第一款之電纜不在此限。附表四所列基本間隔應符合左列規定：</p> <p>一、附表四所列電壓於有效接地系統為相對地電壓。</p> <p>二、橋樑上有車道或人行道時，所需間隔應依據第二十九條規定辦理。</p>																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">導線或電纜</th><th colspan="2">有風位移時之水平間隔</th></tr> <tr> <th>(m)</th><th>(ft)</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>750 V 以下之開放式供電導線</td><td>1.1</td><td>3.5</td></tr> <tr> <td>符合第七十八條第二款規定超過 750 V 之電纜</td><td>1.1</td><td>3.5</td></tr> <tr> <td>符合第七十八條第三款規定超過 750 V 之電纜</td><td>1.1</td><td>3.5</td></tr> <tr> <td>超過 750 V 至 22 kV 之開放式供電導線</td><td>1.4</td><td>4.5</td></tr> </tbody> </table>		導線或電纜	有風位移時之水平間隔		(m)	(ft)	750 V 以下之開放式供電導線	1.1	3.5	符合第七十八條第二款規定超過 750 V 之電纜	1.1	3.5	符合第七十八條第三款規定超過 750 V 之電纜	1.1	3.5	超過 750 V 至 22 kV 之開放式供電導線	1.4	4.5	
導線或電纜	有風位移時之水平間隔																		
	(m)	(ft)																	
750 V 以下之開放式供電導線	1.1	3.5																	
符合第七十八條第二款規定超過 750 V 之電纜	1.1	3.5																	
符合第七十八條第三款規定超過 750 V 之電纜	1.1	3.5																	
超過 750 V 至 22 kV 之開放式供電導線	1.4	4.5																	
<p>一、本條由現行條文第三十一條第三項移列修正。基於架空線路可能會受風吹移而影響與其它裝置之間隔，因此準用前條規定方式，分別規定無風、有風吹移時之間隔，爰參考 NESC 234D1 修正，並增訂第二款。</p> <p>二、現行附表四移因條次變更，編號修正為附表一〇一。現行條文第三十一條第三項後段第一款及第二款規定，亦移至附表一〇一中及附註，以利表格之適用，爰予刪除。</p> <p>註：本條規則乃規範導線或電纜與橋梁等構物間之距離，並非配電變壓器與橋樑之距離，引用時須注意。</p>																			
<p>第一百零八條 架空導線與植物應保持附表一〇八所示之間隔。</p> <p>前項間隔於特高壓線係以攝氏五十度無荷重之導線弛度為準；高壓及低壓線則以攝氏十五度無荷重之導線弛度為準。</p>		<p>第三十五條 架空導線與樹木應保持之間隔如附表十所示。本項間隔於特高壓線係以攝氏 50 度無荷重之電線弛度為準。高壓及低壓線則以攝氏 15 度無荷重之電線弛度為準。但應符合左列規定：</p> <p>一、附表十所列電壓於有效接地系統為相對地電壓。</p> <p>二、線路維護期間之樹木長度應另計之。</p> <p>三、特高壓導線之銅線考慮擺動 45 度，鋼心鋁線及全鋁線考慮擺動 60 度後之間隔。</p> <p>四、50 kV 以上之線路以系統最高運轉電壓計算。</p> <p>五、高低壓供電線如使用相當於電纜之絕緣電線，其間隔無須受附表十規定之限制。</p>																	
<p>一、條次變更。</p> <p>二、現行條文第三十五條修正移列本條，酌予用詞修正，現行規定之樹木無法涵蓋所有實際情況，爰修正為植物。配合條次變更，現行附表十之編號，修正為附表一〇八。準用其它條文修正方式，將但書各款對附表十之規定，移列於附表一〇八作為附註，爰予刪除。</p>																			

<p>第一百四十九條 同一支持物上，於供電線路上下層或供電設施空間內之垂直及橫向導線，其與支持物表面、跨線、支線及吊線間之間隔規定如下：</p> <p>一、一般間隔不得小於附表一四九～一所示值或第一百十九條規定。</p> <p>二、具有帶電線路之支持物所提供之爬登空間：</p> <p>（一）一般要求：若開放式線路導線在電桿或支持物1.2 m 或 4 ft 範圍內，垂直導線之架設方式如下列之一：</p> <p>1.開放式垂直導線與電桿或支持物表面間之間隔，不得小於附表一四九～二內指定區間所示值。</p> <p>2.開放式供電導線上下範圍內，依附表一四九～二規定垂直及橫向導線或電纜固定於支持物表面時，導線或電纜應事先穿入非金屬導線管內或以非金屬護套予以防護。但接地導線、架空地線、符合第八十條第一款之中性導體(線)、符合第七十八條第一款之供電電纜，及 750 V 以下之有外皮多芯供電電纜等，非位於爬登空間者，不適用之。</p> <p>（二）燈具用導線：在供電導線專用支持物上或共架支持物上，燈具固定架距離通訊附屬配件 1 m 或 40 in 以上，開放式燈具電源之引接線，得由供電線路直接引接，其與支持物表面之間隔，依附表一四九～一所示值，且開放式引接線兩端應確實固定。</p>	<p>第三十四條第一款至第三款 供電線支持物上之垂直及橫互導線之裝設不得有礙工作人員上下和作業時之安全，其與支持物表面、支線及吊線等應保持之間隔如附表九所示，並應符合左列規定。</p> <p>一、附表九所列電壓於有效接地系統為相對地電壓。</p> <p>二、供電線電壓 750 V 以下之線路，與桿塔間隔可縮減為 25 mm。</p> <p>三、8.7 kV 以上線路支線間隔之增加率可降為每 kV 6.5 mm。</p>
<p>一、第一款由現行條文第三十四條後段移列修正。現行條文規定未考量跨線之間隔，爰予增訂，使跨線之裝設間隔有所依據。由於本規則在規定同一支持物上支吊線、導線或電纜間之間隔時，亦有需要規定其與同一支持物上垂直或橫向導線、跨距吊線或支線等間任何方向之間隔，相關修正規定為第一百十九條，故符合第一百十九條規定，與符合本規定同，均可認為具備安全之間隔。</p> <p>二、現行附表九配合條款變動，修正為附表一四九～一，格式調整，主要內容則未修正。另為便利適用，現行條文第一款至第三款規定移列至附表一四九～一，爰予刪除。</p> <p>三、基於安全，架空線路一般為開放式，為確保作業人員安全，應訂有線路帶電部分與支持物間有適當的間隔及爬登空間，爰參考 NESC 239E2 增訂第二款。</p>	

表 3-8 供電導線與通訊設備間、通訊導線與供電設備間及供電設備
與通訊設備間之垂直間隔

項目	垂直間隔
被接地導線與吊線配件及支持物	0.75 m
供電電壓為8.7 kV以下之供電導線或供電設備	1.00 m
供電電壓超過8.7 kV之供電導線或供電設備	1.00 m 超過8.7 kV部分 每kV再增加0.01 m

3-2-2 路權外(建築基地)設置規範

屋內或建築基地設置供電設備時，應依屋內線路裝置規則及各類場所消防安全設備設置標準辦理；反之，若有未規定者，則需依據「建

築技術規則設備篇」之規範，設置建築物之電氣設備[8]。另由「建築技術規則建築設備編」第 1-1 條之規定可知，配電場所應設置於地面或地面以上樓層。如有困難必須設置於地下樓層時，僅能設於地下一層。配電場所設置於地下一層者，應裝設必要之防水或擋水設施。但地面層之開口均位於當地洪水位以上者，不在此限。茲將屋內線路裝置規則對於配電箱之設置規範，摘錄說明如下：

A. 由屋內線路裝置規則第 66 條規定所規定之配(分)電箱設置規範可知，屋內配電箱裝置場所應符合下列規範：

- (1) 有任何帶電部分露出之配電盤及配電箱，應裝於乾燥之處所，並應有限制非電氣工作人員接近之圍籬。
- (2) 配電箱如裝於潮濕場所或在戶外，應屬防水型者。
- (3) 配電盤及配電箱之裝置位置不得接近易燃物
- (4) 配電盤及配電箱因操作及維護而需接近之部分，應留有適當工作空間。
- (5) 導線管槽進入配電盤、落地型配電箱或類似之箱體，箱內應有足夠之空間供導線配置。

B. 同規則第 79 條，屋內線路容許間隔應符合下列規定之一：

- (1) 屋內線路與電訊線路、水管、煤氣管及其它金屬物間，應保持 150 公厘以上之距離，如無法保持該項規定距離，其間應加裝絕緣物隔離，或採用金屬管、電纜等配線方法。
- (2) 屋內線路與煙囪、熱水管或其它發散熱氣之物體，應保持在 500 公厘以上之距離，但其間有隔離設備者，不在此限。

C. 同規則第 136 條，屋外電燈線路距地面應保持 5 公尺以上，但不妨礙交通或無危險之處所，得距地面 3 公尺以上設置之。

D. 同規則第 255 條，電纜之支持應符合下列規定：

- (1) 電纜之支持物應配合電纜大小之護管帶或固定夾等支持。
- (2) 沿建築物內側或下面裝設電纜者，其支持點間隔應在二公尺以下。
- (3) 在露出處所，沿建築物裝設電纜（限導線線徑八平方公厘以下者），其支持點間隔，需依表 3-9 之規定裝設。
- (4) 電纜在隱蔽處所配線時，若電纜不受張力時，可不需固定。
- (5) 電纜用線架裝置時，該線架必須牢固且能承受電纜重量，其線架之間距以電纜不易移動並加適當支持之。
- (6) 如電纜不沿建築物施工，原則上應按下列方式支持。
 - 一、建築物間隔 2 公尺以上者，在其間固定木板等物將電纜固定或用吊線架設。
 - 二、利用吊線架設電纜，其支持點間距離限 15 公尺以下且能承受該電纜重量。此外，該吊線架設之電纜不得受有張力，應使用適當吊鉤或用紮線紮妥架設，且其間隔應保持 50 公分以下。

表 3-9 電纜支持點之間隔

裝設場所	最大間隔(公尺)
建物之側面或下面以水平方向裝設	1
人可能觸及	1
其它處所	2
電纜接頭、接線盒、器具等之連接處所	連接點起 0.3 公尺

3-3 電力公司現行規範

由於設置配電變壓器之地點，需視主管機關權責而有不同之設置規範，亦即需依據政府機關制訂之公路用地設置規範及路權外(建築基地)設置規範，予以設計與規劃配電變壓器之設置程序，因此電力公司為配合政府機關相關法令之施行，係依設置場所之不同，制訂公

路用地設置規範與路權外(建築基地)設置規範等內部規範，俾作為相關設計規劃人員設置變壓器之依據。

3-3-1 電力公司於公路用地之設置規範

電力公司為使相關配電設施之設置，均符合公路用地使用規則、市區道路及附屬工程設計標準與電業供電線路裝置規則等法源，因此電力公司則訂定之探勘、設計、施工與裝置等內部規範，分述如下。

A 配電變壓器規劃設計篇

於屋外架空設置配電變壓器時，需依設置場所之環境，選擇變壓器之類型，亦即依「配電手冊(一)規劃設計篇」第2章第1節之規定所述，「架空線路穿越或接近樹林地區、易受外物碰觸或鄰近房屋地區、鹽塵害地區等，以裝設密封型桿上變壓器為原則，其餘地區採普通型或改良型桿上變壓器」。至於設置架空電桿於道路路口時，則需依桿線裝置原則設置架空線路，相關規定如下所述：

- (1) 在交通頻繁之路口 15 m 以內，原則上不設立電桿，必要時則改以地下電纜施設。
- (2) 路口既設桿線之改善方式，需視環境情況以地下化、局部下地或簡化裝桿處理。

此外，於屋外設置亭置式變壓器時，需儘量將變壓器設置於「配電手冊(一)規劃設計篇」第2章第2節所規定之場所[9]，如下所示：

- (1) 公共設施帶。
- (2) 人行道、公園綠地、學校退縮地、分隔島等有適當之公共空間。
- (3) 用戶有留設之配電場所。
- (4) 儘量設置對行人或道路交通影響最少之處所。
- (5) 應設置於對鄰近住戶妨礙最小之處所。
- (6) 設置於對道路景觀影響最少之處所。

- (7) 設置之處所，應距離路口至少 10 m 以上或依道路主管機關規定辦理。
- (8) 設置位置不得有妨礙設備運轉操作之障礙。

B 架空配電線路之電桿設計規則

由於架空用配電變壓器係裝置於電桿上，因此電桿位置之選定，將影響桿上變壓器之安裝位置，故依「架空配電線路設計」第 10 章第 4 節之規定，規劃電桿之安裝位置之相關安裝原則如下所示：

- (1) 不宜建桿於房屋出入口或店鋪前面以免妨害出入，可利用二戶交界處支柱前建立電桿。
- (2) 道路十字路口、交叉點、轉彎處等易受車輛撞擊或妨害交通的地方，應避免建桿。
- (3) 設置電桿時，應避開瓦斯管、自來水管、輸油管、下水道等地下設施。
- (4) 營房、特殊用戶、河流沙洲、沼池等不易到達的地方宜避免。
- (5) 勿選擇易遭受山崩、地盤崩壞等地方。
- (6) 應考慮容易架設支線、接戶線、或分歧線等因素。
- (7) 設計時應同時考慮都市美化問題。
- (8) 避免靠近樹木、竹林架設電桿。
- (9) 避免建於房屋正廳或大門中央對面，以免因風俗而發生糾紛。
- (10) 同一段道路上另有電訊線路時，應分開在道路兩側各別建桿為宜，若一定需與電訊線路於同一側建桿時，則可考慮共架方式。
- (11) 需注意電桿架線後與房屋等建築物、支持物等之水平及垂直間隔，應能符合「電業供電線路裝置規則」有關規定。
- (12) 公路建桿位置應依照「公路土地使用規則」等有關規定辦理。

另將配電變壓器裝設於電桿時，應將配電變壓器儘量設置於靠近

道路側為原則，即如圖 3-6 所示。由圖可知，當新設變壓器設置地點遇有特殊情形，應優先選擇靠近馬路側(位置 1)為裝設原則，若鄰近到路旁確無法設置配電變壓器時，則考慮將配電變壓器裝設於位置 2 或位置 3。此外，當巡檢配電設備與線路時，倘若發現變壓器靠近用戶側，則應主動將該變壓器改裝設置，使變壓器可靠近馬路側。變壓器與電桿應避免靠近民眾窗戶，倘無法克服時，亦應儘量與民宅窗戶保持最大距離為原則。

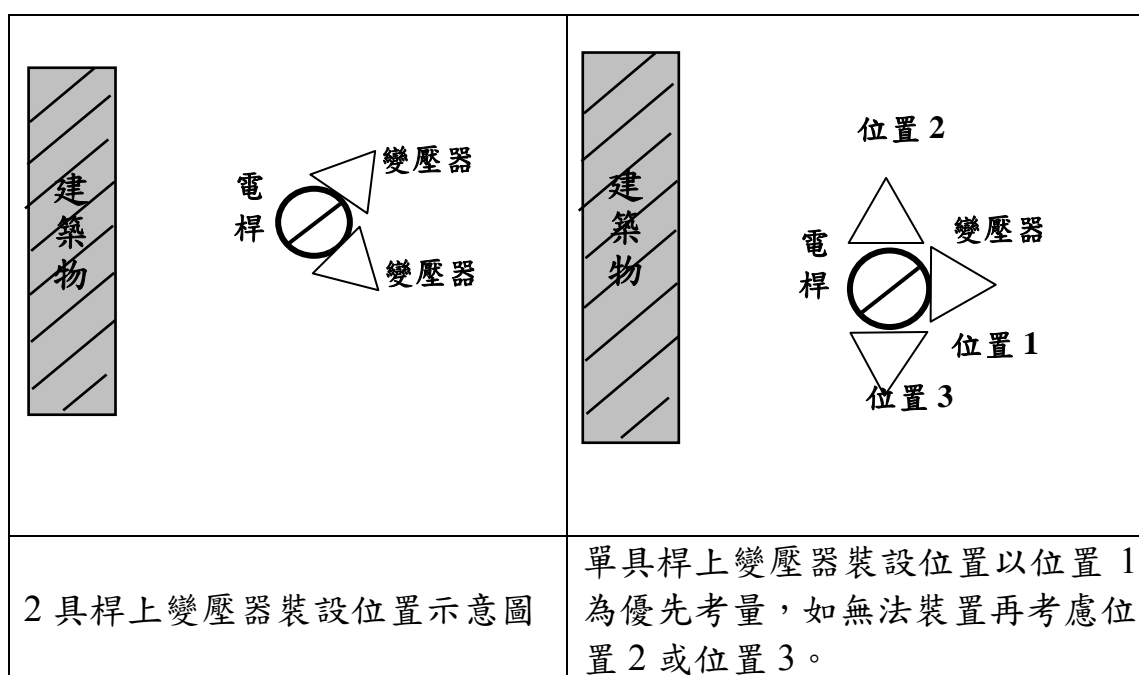


圖 3-6 桿上變壓器於電桿之裝置方式

C 架空配電線路施工規範

本節參考配電手冊(六)「架空配電線路施工」第 1 章建桿工作規定，對於架空配電變壓器支持物「電桿」不宜選擇之處所，彙整如下：

- (1) 小街與狹小巷口、彎道、十字路口、房屋大門口等妨礙交通之處，不宜設置電桿。
- (2) 避免於軟弱土質、河川地、急斜坡等豎桿不穩固之處設置電桿。
- (3) 當設置場所下方有地下管路及地下設施，且隨時可能會被挖壞之虞，則避免於上述場所裝設電桿。

(4) 用戶圍牆內等巡視維護不方便之處。

(5) 其它互相有不利之處。

另若將電桿設置於緊鄰溝渠或斷崖時，基於安全考量，則有不同之要求規範，即如圖 3-7 所示，其中 D 為電桿自地表至桿底之深度(m)； S 為電桿邊緣距溝渠或斷崖邊緣距離； D' 為溝渠或斷崖深度，且建桿距離溝渠或斷崖間之關係，即如表 3-10 所示。由圖 3-7 與表 3-10 可知，當渠壁或崖岸有經加工者，則可縮短電桿與溝渠或斷崖間之距離；反之，電桿與溝渠或斷崖之間距則需加寬。

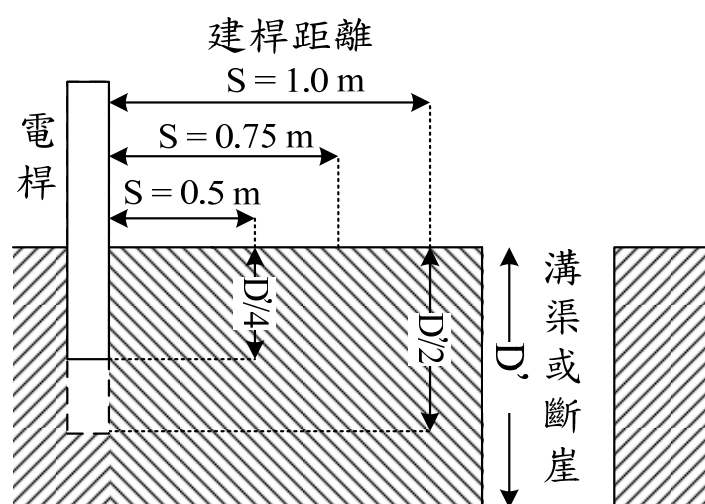


圖 3-7 建桿距離溝渠或斷崖之示意圖

表 3-10 建桿距離溝渠或斷崖之對照表

深度 地形	$D' < \frac{D}{4}$	$\frac{D}{4} < D' < \frac{D}{2}$	$\frac{D}{2} < D'$
渠壁或崖岸經 加工者	$S = 0.5\text{ m}$	$S = 0.75\text{ m}$	$S = 1.0\text{ m}$
渠壁或崖岸未 經加工者	$S = 0.5\text{ m}$	$S = 1.0\text{ m}$	$S = 2.0\text{ m}$

3-3-2 電力公司於路權外配電設施之設置辦法

電力公司內部制訂之路權外(建築基地)設置規範(作業要點或辦法)的目的，在於減少安裝於道路之設備設施，以降低通行阻礙及增

加美觀。此規範之最終目標，係期望能促使電力使用人自行考量並規劃配電設施於自有建築物內或土地上。本節將此規範概分為「營業規則」與「新增設用戶配電場所設置規範」兩部分，分別闡述如下。

A 營業規則

當新增設用戶基於用電需要，且有下列情形之一者，應於建築基地或建築物內設置適當之配電場所及通道，以利裝設供電設備，倘若建築物內未設置適當之配電場所，台灣電力公司得拒絕供電[10]。

- (1) 新設高壓用戶，需於建築物內提供適當之配電場所。
- (2) 各區營業處公告實施地下配電地區，其新設建築物總樓地板面積在 2,000 m² 以上者，或新設建築物在 6 樓以上且其總樓地板面積在 1,000 m² 以上者。
- (3) 前款規定以外地區，新設建築物在 6 樓以上總樓地板面積在 2,000 m² 以上者，或都市計畫土地分區使用之工業區(用地)內之建築物總樓地板面積在 2,000 m² 以上者。
- (4) 新增設低壓用戶採三相三線式 380 V 或三相四線式 220/380 V 供電者。
- (5) 用戶用電因高壓改低壓、低壓改高壓、高壓分戶或增設、或低壓契約容量增設後在 100 kW 以上，若供電設備設置需要，需新設或擴大配電場所者。

B 新增設用戶配電場所設置規範

此處之配電場所係指建築物基於用電需要而設置者，其與用戶因本身自備電氣設備而設置之受電場所無關。當有下列情況發生時，於建築物興建時配電場所，應由用戶一併施工。

(一) 屋外配電場所之設置規範

- (1) 配電場所應依建築設計圖所示之位置放樣，並予釘樁定界。

- (2) 配電場所之基地及通道範圍應予夯實整平，且配電場所基地之 GL 標高，除依建築法規辦理外，應以計畫道路之高度為準，如無計畫道路，則以現有道路中心高度為準。

(二) 屋內配電場所之設置規範

配電場所之面積為淨尺寸，其間隔應以雙磚疊砌，倘若以鋼筋混凝土隔間，其厚度不得小於 12 cm。另分隔牆應無空隙，無害於防火、防音之構造(惟不得與水槽或衛浴設備共用一道牆)，並應密接於上下樓地板，且牆壁應以水泥砂漿粉飾。

3-4 國內配電變壓器設置之相關案例

本節將參考台灣電力公司現場裝置實例，並輔以現行法規與作業要點說明安裝情況，同時並將說明電力公司之現行補償機制。

A. 電力公司配電變壓器裝置實例

依據「公路用地使用規則」之規範，當配電變壓器設置於路寬為 30 m 以上之道路時，則需將擬設置之電氣設備安裝於分隔島上，即如圖 3-8 與圖 3-9 所示，其中圖 3-8 與圖 3-9 之設置方式，乃依「市區道路及附屬工程設計標準」之規定，將配電變壓器設置於公共設施帶上，以及與行道樹平行之範圍內。

另由「配電手冊(一)規劃設計篇」第 2 章第 2 節所規定之配電變壓器設置規範可知，若欲將配電變壓器設置於路口附近時，則所設置之配電變壓器須距離路口 10 m 以上，其實際設置情況，即如圖 3-10 與圖 3-11 所示。又依據「公路用地使用規則」中所規定，若將電氣設備裝設於路寬為 12 m 以上時，應設置於分隔島上，惟因該路段之分隔島過於狹小且無空間可供設置配電變壓器，故參照路寬為 12 m 以下之設置規範及「配電手冊(一)規劃設計篇」第 2 章第 2 節之規定，可將配電變壓器設置於人行道上，即如圖 3-12 與圖 3-13 所示。



圖 3-8 單具變壓器設置於分隔島之情形



圖 3-9 三具變壓器設置於分隔島之情形



圖 3-10 雙具變壓器設置於路肩外緣距路口轉彎處之情形



圖 3-11 單具變壓器設置於路基邊緣之情形



圖 3-12 雙具變壓器設置於人行道之情形

至於圖 3-14 與圖 3-15 所示之配電變壓器設置情況，乃依據「公路用地使用規則」及「配電手冊(一)規劃設計篇」第 2 章第 2 節之規定，將配電變壓器設置於道路外側之路肩邊緣處。而圖 3-16 至圖 3-18 之安裝情況，則依據「建築技術規則設備篇」第 1-1 條、台灣電力公司「營業規則」第 42 條及新增設用戶配電場所設置規範予以設置配電場所。另為免所設置之配電變壓器過於突兀，因此電力公司於變壓器外殼進行彩繪，並將周遭環境之特色融入繪畫中，如圖 3-19 所示，以使美化成效可兼具區域特色。



圖 3-13 電氣設備設置於人行道之情形



圖 3-14 雙具變壓器設置於路肩外緣之情形



圖 3-15 單具變壓器設置於民宅前之情形



圖 3-16 私有基地內之屋外配電場所設置情形



圖 3-17 公有基地內之屋外配電場所設置情形



圖 3-18 私有基地內之屋外配電場所外觀美化情形



圖 3-19 亭置式變壓器於觀光地區之美化情形

B. 台灣電力公司配電變壓器陳情案件統計

表 3-11 為有關配電變壓器遷移陳情案件原因統計[11]，其中遷移陳情原因包含心理因素(擔心電磁波影響健康及安全)、占用私人土地及妨礙景觀、妨礙工程(房屋建築、公共工程)、妨礙出入(房舍進出、占用人行道)及低頻噪音干擾等情形。因此為期減少上述情況之發生，茲將目前採用因應措施說明如下：

1. 陸續將桿上變壓器拆除改為亭置式變壓器，並已廣泛使用於地面及地下室之配電場所。

2. 因多數道路均未留設公共設施帶，故為改善此種裝設困境，可將配電變壓器設置於道路兩旁之建物前方，以免占用住戶出入空間，一般則常安裝於兩戶間之樑柱前方，但若巷道狹小，致使變壓器無法設置於地面時，則改採桿上變壓器[11]。
3. 由於亭置式變壓器外部為未帶電之金屬外殼，再加上該設備內部均採有效接地，故與住戶或其它設施間，尚無間隔距離之規定。至於桿上變壓器裸露部分(如與導線接續處)安全措施之施行準則，乃依其裸露之電壓等級，並需遵循電業供電線路裝置規則第100條之規定辦理。
4. 原設於電桿上靠近用戶側之桿上變壓器，已逐步改設於靠道路側，至於靠近民眾窗戶者，則宜遷移改裝於靠道路側。此外，亭置式變壓器則可配合現場情況予以轉向設置，以增加行人通行空間，另新設變壓器則可儘量設置於既有道路之邊緣，並宜考量線路損失、電壓降及電桿強度等技術問題。

表 3-11 配電變壓器遷移陳情案件統計

陳情原因	99 年	100 年 1~9 月	合計	占比(%)
設置(遷移)	137	111	248	90.8
電磁場	20	5	25	9.2
合計	157	116	273	100

C. 台灣電力公司綜合研究所提供之案例分析

台灣電力公司綜合研究所曾研究有關架空桿線地下化後變壓器設置地點補償機制之課題[12]，其中日本地區各電業公司地下化之方式，係由相關行政機關主導並成立無電桿化協會，於該協會取得用地後，即以電線類共同管溝並搭配其它方式進行地下化。又韓國與香港則係一律將配電變壓器設置於公有地，以避開私有地。

至於配電變壓器等相關設備的設置，致使鄰地所有權人或占有人

產生權利損害時，則土地所有權人可提出相關佐證向電力公司申請損害補償，亦即土地所有權人必需證實電力公司設置變壓器確實造成一定程度的「權利損害」，或此一行為超出設置地點鄰地所有權人或占有人所應負之社會義務，方具有適法性。此外，為能滿足視覺景觀性及經濟有效性，則於規劃設計配電變壓器之配置決策時，需提出預留公共設施用地、所有用戶免費提供配電場所、變壓器和其它公共設施共構等三個可能替代方案。又於市區道路條例或共同管道法等相關法令中，並建議道路主管機關推行電線類共同管溝，同時將變壓器和公共設施共構，俾作為日後電線類共同管溝之配套措施。

3-5 本章結論

本章已介紹國內設置配電變壓器之相關法源，並輔以配電變壓器實際配置情形，予以說明各項法源及規範之適用範圍及目的，同時本章節已分析研究國內配電變壓器陳情案件之原因，以供本計畫擬定最佳配電變壓器選址規劃之依據。茲將本章所得結論，概述說明如下：

1. 國內對於設置配電設施之規範或法源，分別有公路用地使用規則、屋內與電業供電線路裝置規則及建築技術規則設備篇等國內政府機關所制定之規範，以及架空配電線路設計與配電手冊等電力公司內部制定之作業要點，其中當配電變壓器設置於道路旁時，則需遵循公路用地使用規則加以設置。
2. 電力公司制定營業規則及新增設用戶配電場所設置規範之目標，主要係配合政府無障礙通行空間政策，以減少道路上設置配電設備之數量[13]。
3. 統計分析國內配電變壓器遷移案例可知，造成配電變壓器遷移之原因涵括心理因素(擔心電磁波影響健康及安全)、占用私人土地及妨礙景觀、妨礙工程(房屋建築、公共工程)、妨礙出入(房舍進

出、占用人行道)及低頻噪音干擾等情形。

4. 由國內配電變壓器實際安裝情形可知，目前電力公司遵循現行規範及法源規劃設置配電變壓器，亦即儘量將配電變壓器設置於人行道、路肩外側邊緣處、植栽處或分隔島上。至於國內對於亭置式變壓器之美化情形，目前則融入周遭環境特色，期使美化成效可兼具區域特色。
5. 表 3-12 為國內相關配電設施之安裝規範，由表可知，配電設施安裝位置均儘量選擇對行人或車輛通行影響較小之處進行安裝。
6. 鑑於電氣設備及裝置方法不斷推陳出新，現行規定已無法符合實際需求，有進行全面檢討之必要，已將「屋外供電線路裝置規則」修正為「電業供電線路裝置規則」，並將詳細更動內容列於表 3-7。

表 3-12 國內相關配電設施之安裝規範

國內相關規範	安裝規範/選址原則
公路用地使用規則	➤ 第 16 條設置公用事業設施規定，當變電設備應設置於路肩外側邊緣處、分隔島或人行道緣石邊緣處。
市區道路及 附屬工程設計標準	➤ 明文規定道路於規劃設計時，均需留有公共設施帶，以供設置相關公共設施之需。
電業供電線路 裝置規則	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 依據第 85 條至第 87 條之規定，架空線支持物及其上設備，應與消防栓等其它構物保持間隔。 ➤ 第 88 條至第 90 條對架空電線與地面之垂直間隔作規定，如表 3-1 所示。
建築技術規則 設備篇	➤ 屋內或建築基地設置供電設備時，應依屋內線路裝置規則及各類場所消防安全設備設置標準辦理；反之，若有未規定者，則需依據「建築技術規則設備篇」之規範，設置建築物之電氣設備。
配電手冊	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 架空配電線路施工第 1 章對建桿工作作規定，亦即不宜選擇建桿處所為小街狹小巷口、彎道、十字路口、房屋大門口等妨礙交通之處。 ➤ 規劃設計篇第 2 章第 1 節則規定各類型桿上變壓器設置之區域及桿線於路口之裝置原則，亦即於交通頻繁之路口 15 m 內，原則不設立電桿。 ➤ 規劃設計篇第 2 章第 2 節則規定亭置式變壓器設置準則，亦即亭置式變壓器設置處所應距離路口至少 10 m 以上或依道路主管機關規定辦理。 ➤ 架空配電線路設計第 10 章第 4 節則規定電桿之安裝原則，亦即儘量避免於路口、轉彎處等易受撞擊處設置電桿。
地下配電線路設計	➤ 低壓線及接戶線之電壓降不得超過 4%。

第四章 國際配電變壓器之設置探討

4-1 前言

隨著供電設備之安全設置及環境美化之概念愈受重視，如何制訂符合現今風俗民情及設施運轉安全規範，確為相當重要之課題，而由於良好的配電設備乃是優良供電品質之必備條件，故為期配電變壓器之設置與維護規章更臻完善，本計畫同時致力蒐集及研讀先進國家之國家標準與各國電力公司制定之相關配電變壓器作業要點，以供本計畫參考之需。因此本章針對美國、英國、德國、日本與韓國之配電變壓器配置準則進行分析，並臚列說明各國配電變壓器實際配置情況，期以有助於電力公司配置配電變壓器之參考，兼使本計畫研究成果更臻完善。又由於本計畫蒐集研析之配電設施設置規範與相關法源等資料與法條眾多，故為使研究心得可更易於展現說明，故在引用法條或規範時，撰寫格式為「國家名稱-規範名稱-P-C-S-條.項.款.目」，其中P表示「部分」(part)，C表示「章」(Chapter)，S表示「節」(section)，例如若擬引用美國地區國家電氣安全法規第2部分第22節第230條第A項第2款第1目之法條時，本計畫內容係稱為「美國-NESC-P2-S22-230.A.2.1」。

4-2 美國地區電力網路

美國地區有超過3,000家電力公司，這些電力公司概分為具有發電、輸電及配電三者垂直整合之民營電力公司(Investor-Owned Utilities; IOU)、公有電力事業(Publicly Owned Utilities)及聯邦管轄之電力公司(Federal Electric Utilities)[14]。各電力公司所屬之電力網路構成互聯輸電系統(interconnected transmission system)，有助於提升系統整體之供電可靠度。其中公有電力事業由地方政府機構建立，主要服

務轄區內之社區和附近之消費者，另聯邦電力事業則為美國政府所有，且發出之電力主要供應公有電力事業或其它非營利組織使用。

目前北美之輸電系統已互聯成為一大型電力網路，稱為北美電力互聯系統(North American Power Systems Interconnection)，此互聯網路可概分為東部、西部與德克薩斯三個聯合電力系統，即如圖 4-1 所示，其中北美電力可靠度委員會將該網路依區域劃分為數個不同的供需協調委員會與電力池，如西區系統供需協調委員會(Western Systems Coordinating Council, WSCC)、中區電力池(Mid-Continent Area Power Pool, MAPP)等。表 4-1 為美國電力系統之電壓等級，由 ANSI C84.1-1989 中可知，即如附錄 A-1 所示，美國地區配電電壓可分為 34.5 kV、23 kV、13.8 kV、6.9 kV、4.8 kV、2.4 kV、600V、480V 與 240V 等層級，而 1,100 kV、765kV、500kV、345 kV、230 kV、161 kV、138 kV、115 kV、69 kV 與 46 kV 則為輸電電壓等級[15-16]。

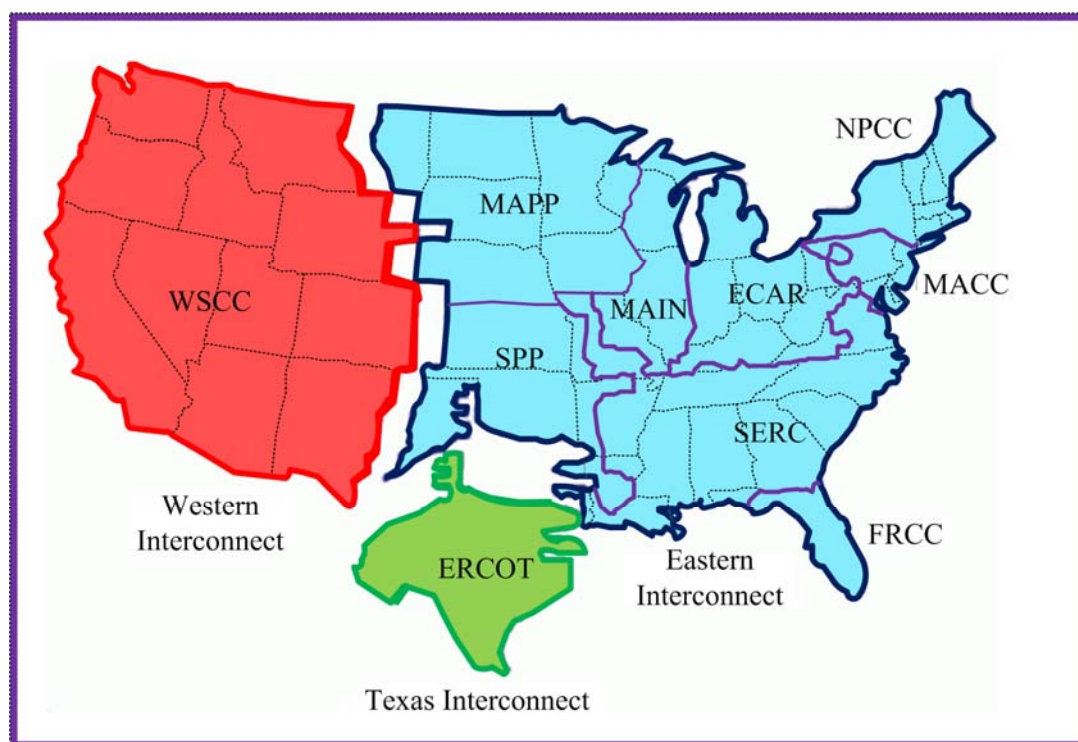


圖 4-1 美國聯合電力系統示意圖

表 4-1 美國電力系統之電壓等級

電壓等級	電壓
配電電壓	34.5 kV / 23 kV / 13.8 kV / 6.9 kV / 4.8 kV / 2.4 kV / 600V / 480V / 240V
輸電電壓	1,100 kV / 765kV / 500kV / 345 kV / 230 kV / 161 kV / 138 kV / 115 kV / 69 kV / 46 kV

美國配電系統依供電方式之不同，可概分為單具變壓器之單相二線式與三線式，雙具變壓器三相三線式及三具變壓器之三相三線式與三相四線式等型式，其中單具配電變壓器可用於 4.8 kV 至 34.5 kV 之 Y 接系統，至於雙具單相配電變壓器則可在三線 Δ 系統或四線 Y 接系統中使用。而三具變壓器主要用於供應三相用電，若為 Y-Y 接線或 Δ -Y 接線，則可用於供應三相四線用戶，詳細接地系統說明，可參閱附錄 A-1[17]。

4-2-1 美國國家級法規之電業規範

美國國家電氣安全法規(National Electrical Safety Code, NESC)對室外安裝相關電氣設施之標準加以規範，且此法規部分規範摘錄說明如下。

美國政府機關制定美國國家電氣安全法規(National Electrical Safety Code, NESC)之主要目的，乃在於建立一國家標準，以提供各地方政府與相關電業公司執行電氣設施安裝之遵循依據，其中本規範內容涵括電氣設施安裝與操作規定、相關導體與設備之維護準則、架空與地下線路及通訊線路佈設方式等基本規定及運轉規則。又於此電氣安全法規之條文規範中，與本計畫研究議題較相關之法條為第 230 條至 232 條之規範，這些規範敘述架空供電線路及通訊線路之間隔距離、架空線支持物與其它構物之間隔距離，以及支吊線、導線、電纜及設備等與地面、道路、軌道或水面之垂直間隔等規範，相關原文如

附錄 A-2 所示[18]。茲將相關條文規範摘錄說明如下：

第 230 條 設備淨空距離通則

a. 適用範圍

本條文所規範之距離間隔，係指所有架空供電線路及通訊線路與地面之間隔、導線間之間隔或人員爬登空間，並應符合下列規範及其它規定：

- i. 永久性及臨時性裝置：永久性及臨時性裝置之相關間隔需符合本規定。
- ii. 緊急架設線路：緊急架設線路所需之間隔，如符合下列各狀況，得可將規定之間隔酌予縮減：
 - (1) 750 V 以下之開放式供電導線與供電電纜且符合第 230c 條規定者，以及通訊導線與電纜、支線、吊線及中性線等且符合第 230 條規定者，則於車輛通行之道路中，導線或電纜應距離地面至少 4.8 m(15.5 ft)。此外，緊急情況架設之線路，亦即僅限行人或特定交通工具通行之區域，該導線或電纜應距離地面至少 2.7 m(9 ft)。於本條文中，車輛係指超過 2.5 m(8 ft)之交通工具。
 - (2) 當供電電壓超過 750 V 之開放式供電導線，則其垂直間隔之規定，需依據電壓、現場狀況及上述第 230 條之規定予以增加。
 - (3) 在緊急情況下，得依現場狀況採取實務上可行之作法，容許縮減水平間隔。
 - (4) 供電電纜及通訊電纜如有防護措施，或佈設於不妨礙行人或車輛通行之處所，且有適當標示者，可直接佈設於地面上。另供電電纜之運轉電壓超過 600 V 者，應符合第 230

條之規定。

(5) 僅限合格人員進出之處所，其間隔不予規範。

- iii. 間隔及間距之量測：所有間隔及間距之量測方法，除另有規定外，所有間隔之量測應由表面至表面，而所有間距之量測應由中心至中心。另於量測間隔作業，若帶電金屬體電氣連接至線路導線時，則該帶電金屬體應視為該線路導線之一部分。至於電纜終端接頭、突波避雷器及類似設施等之金屬底座，應視為支持物(支架)之一部分。

b. 供電電纜

本條文所指之供電電纜，包括電纜之接續及分接。而若電纜能承受適用標準要求之耐電壓試驗，且符合下列情形之一者，其間隔得小於相同電壓開放式導線之間隔。

- i. 電纜以有效被接地之裸吊線、中性線或多股同心中性線支撐或絞繞，如其附屬之中性線符合第 230 條之規定，且該電纜符合下列情形之一者：
- (1) 具有連續金屬被覆或遮蔽層且已有效接地之任何電壓等級電纜。
 - (2) 運轉於 22 kV 以下之多重接地系統，並具有半導體絕緣遮蔽層及適用金屬導流裝置組合之電纜。
- ii. 除第 230 條所述之電纜外，以連續輔助半導體遮蔽層及利用金屬導流裝置組合包覆，且為有效接地裸吊線所支撐及絞繞之任何電壓等級之電纜。
- iii. 絕緣但未遮蔽之電纜，運轉於 5 kV 以下(相對相電壓)或 2.9 kV 以下(相對地電壓)，並以有效接地之裸吊線或中性線支撐及絞繞者。

c. 被覆導線

被覆導線之間隔規定，視同裸導線。若導線被覆層提供之絕緣強度，足以限制導線間或導線與被接地導線間，瞬間碰觸時發生短路之可能性者，得縮減其依開放式導線之間隔規定。

d. 中性線導體

- i. 中性線全線應有效接地，且其電路對地電壓為 22 kV 以下者，得比照支線及吊線規定，採相同之間隔。
- ii. 上述以外供電線路之所有其餘中性線與相關導線之間隔，應比照該電路相導線規定，採相同之間隔。

第 231 條 架空線支持物與其它構物之間隔

支持物、支持橫擔、地錨支線、附掛設備及斜撐等與其它構物間，應以下列規定之間隔為依據，且其間隔應以相關構物間最接近部位之量測為準。

a. 支持物與消防栓之間隔

支持物與消防栓之間隔，不得小於 1.2 m(4 ft)，但除下列情況者，則不在此限。

- i. 若情況不允許者，其間隔可縮減，但不得小於 900 mm(3 ft)。
- ii. 取得當地消防機關及電桿所有權人同意者，其間隔得予縮減。

b. 支持物與街道、道路及高速公路之間隔

- i. 道路如有緣石時，支持物、支持橫擔、地錨支線及附掛設備等自地面起至 4.6 m (15 ft) 以下部分，應與人行道靠車道側邊緣相距 150 mm (6 in) 以上，以避免被平常行駛及停放於車道邊之車輛碰觸。若無人行道時，則上述支持物應靠道路邊緣設置。
- ii. 道路如無緣石時，支持物應與車道維持足夠之距離，以避免被平常行駛及停放於車道邊之車輛碰觸。

- iii. 於道路、街道或高速公路上裝設之架空線路及設備，如因路面狹窄或緊鄰密集房屋等特殊狀況時，應採可行技術予以解決。
- iv. 凡政府機關行使管轄權發出許可證，或者以其它方式批准，則支撐構物之特定位置，應以該許可證或批准為準。

c. 支持物與鐵路軌道之間隔

架空線路與鐵路軌道平行或交叉時，距最近軌道上方 6.7 m (22 ft) 以下範圍，支持物所有部位、支持橫擔、地錨支線及附掛設備，與軌道之水平間隔不得小於第 231 條之規定值：

- i. 最近軌道水平間隔保持 3.6 m (12 ft) 以上，但除下列情況者，則不在此限。
 - (1) 若支持物並無阻礙，可提供足夠空間使滿載或卸載車輛通行，其間隔可縮減，但不得小於 2.13 m (7 ft)。
 - (2) 架空電聯車電纜之支持物需位於所屬鐵軌上，若距離太過接近，需於電車上設置永磁性屏幕以保護乘客。
 - (3) 必要時需沿鐵軌設置不間斷之信號及標誌，以確保安全，並提供必要間隔。
 - (4) 於工業用鐵軌，水平間隔保持於 2.13 m (7 ft) 以上，以提供足夠空間使車輛裝貨或卸貨。
- ii. 前款規定之間隔，如經鐵路機關同意後得予縮減。

第 232 條 支吊線、導線、電纜及設備等與地面、道路、軌道或水面之垂直間隔

a. 適用範圍

第 230 條規定之垂直間隔，適用於下列導線溫度及荷重狀況下，所產生之最大弛度：

- i. 導線運轉溫度為 50 °C (120 °F)，且無風位移。

- ii. 線路設計之導線最高運轉溫度超過 50 °C(120 °F)，無風位移。
- b. 安裝於支撐結構上之電線、導線、電纜、設備和支撐臂淨空距離**
 - i. 導線、導線和電纜之間隔，以及公路、鐵路或水面與電線、導線和電纜之垂直間隔，應不可小於表 4-2 所示之距離。
 - ii. 無接地帶電設備之設備中，若有未防護之硬質帶電組件，如變壓器套管、避雷器、電纜終端接頭，與連接至上述硬質帶電組件，且該組件為無下垂變化之供電導線，其與地面、鐵路與水面之垂直間隔，應不小於表 4-2 所示之距離。
 - iii. 開關操作把手、設備箱體、支持橫擔、平台及延伸超出結構體表面外斜撐與地面、道路或水面之垂直間隔，不得小於表 4-2 所示之距離。上述距離不適用於格狀鐵塔之斜撐、電桿間之 X 斜撐及支桿。
 - iv. 街道及區域照明之垂直間隔
 - (1) 街道及區域照明之垂直間隔，不得小於表 4-2 所示之距離。被接地之照明設備，其外殼及支撐架應視為有效接地之外殼；未接地之照明設備，其外殼及支撐架應視為帶電之組件。惟裝設於桿頂，外殼被接地或外殼已絕緣之照明設備，則不受此限制。
 - (2) 串聯電路中之照明設備，應加裝絕緣礙子，且礙子如第 279 條 a 項之規定，同時照明設備之金屬纜線或鏈線應離地面至少 2.45 m。
- c. 第 232B 條則規定電線、導線、電纜和設備之未接地帶電組件，其間隔之額外距離。**
 - (1) 電壓於 22 kV 至 470 kV 者，其間隔應依第 232 條之表 4-2 所示數值作規範。至於電壓超過 22 kV 部分，則每增加 1kV

表 4-2 架空線路、導線及電纜與道路、鐵軌及水面之垂直距離

架空線路、導線及電纜距離種類	絕緣通訊導線及電纜，架空遮蔽線或暴露於300 V以下之非被接地線，中性導體供電電纜	未絕緣通訊導線，750 V以下供電電纜	超過750 V之供電電纜，750 V以下之開放式供電導線；300 V至750 V之非被接地線	介於750 V至22 kV之開放式供電導線，暴露於750 V至22 kV之非被接地支線	輕軌或電氣化鐵路連結之導線或吊線	
					750 V以下(對地電壓)	750 V至22 kV(對地電壓)
架空線路、導線或電纜跨越或懸吊經過						
1. 鐵路軌道	7.2 m	7.3 m	7.5 m	8.1 m	6.7 m	6.7 m
2. 道路及其它供卡車通行之區域	4.7 m	4.9 m	5.0 m	5.6 m	5.5 m	6.1 m
3. 車道及巷道	4.7 m	4.9 m	5.0 m	5.6 m	5.5 m	6.1 m
4. 其它供車輛通行之農牧業區域、工業廠區及商業用地等	4.7 m	4.9 m	5.0 m	5.6 m	—	—
5. 只供行人通行之道路	2.9 m	3.6 m	3.8 m	4.4 m	4.9 m	5.5 m
6. 不適合或禁止帆船航行水域	4.0 m	4.4 m	4.6 m	5.2 m	—	—
7. 適合帆船航行之水域						
a.小於0.08 km ²	5.3 m	5.5 m	5.6 m	6.2 m	—	—
b.介於0.08至0.8 km ²	7.8 m	7.9 m	8.1 m	8.7 m	—	—
c.介於0.8至8 km ²	9.6 m	9.8 m	9.9 m	10.5 m	—	—
d.超過8 km ²	11.4 m	11.6 m	11.7 m	12.3 m	—	—
8. 帆船可行駛之水域	與地面之淨空距離，應比上述之第7點規定大於1.5 m以上					
架空線路、導線或電纜沿道路架設，但不懸吊在道路上方						
9. 道路、街道、巷道	4.7 m	4.9 m	5.0 m	5.6 m	5.5 m	6.1 m
10. 線路下方無車輛穿越之道路	4.1 m	4.3 m	4.4 m	5.0 m	5.5 m	6.1 m

其間隔需再增 10 mm (或 0.4 inch)。電壓超過 50 kV 之線路，其增加淨空距離應以系統最高運轉電壓為標準。惟當電壓超過 98 kV 之交流對地電壓者，或直流對地電壓超過 139 kV 者，並已知系統最大開關突波因數，則其間隔可較上述規定略低。

- (2) 對於電壓超過 50 kV，且符合第 232 條文所述之線路，若其設置地點超過海拔 1,000 m，除需依前款規定間隔外，每高於海拔 300 m 其間隔應再增加 3%。

4-2-2 美國地區州政府設置配電設施之規範

本節將介紹紐約市地方政府所制訂之配電設施設置規範，以瞭解美國紐約市對於設置配電設施之作法。

紐約位於美國大西洋海岸的東北部，為美國人口最密集之城市，且該市涵括曼哈頓區、皇后區、布魯克林區、布朗克斯區及史泰登島區等五個行政區[19]。其中紐約市各行政區之交通網路，係由紐約市交通局(New York City Department of Transportation, DOT)予以規劃管理，且該局之管理範圍包含街道、公路、橋樑及城市交通網絡與水路等，其中約有 6,300 英里的街道和公路，以及超過 12,000 公里的人行道和隧道等[20]。表 4-3 即為紐約市交通局制定配電設施與各種公共設施之最小淨空距離，其係作為街道基礎設施之設置標準，並規定更換和維修地下基礎設施等申請程序，以提升道路環境安全與管理[21]。另由紐約市交通局街道工程手冊第 3 章第 7 小節可知，紐約市安裝之變壓器大多屬電力公司所擁有，因此該街道工程手冊亦規範配電變壓器與各種公共設施之距離，且相關規範原文說明，請參閱附錄 A-3。

表 4-3 紐約市交通局制定配電設施與各種公共設施之最小淨空距離

項目名稱	淨空距離(m)
長椅	1.5
自行車架	1.5
公車停靠標示	1.5
轉角	1.5
人行道邊緣	0.5
汽車道	距道路緣石約 1m
消防栓	1.5
標誌桿	1
路燈	1
電話亭	1
路樹圍籬	1

4-2-3 美國地區電力公司設置配電設施之規範

由 4-2 節之介紹可知，美國地區之電力公司已互聯為大型電力系統，以供應美國地區用電之需求。為期能瞭解美國地區電力公司於配置配電壓器之作法與相關規範，本節分別列舉太平洋天然氣和電氣公司(Pacific Gas and Electric, PG&E)與 Xcel 能源電力公司加以說明，其中 Xcel 能源公司供電範圍為美國中西部電力，而太平洋天然氣和電氣公司則提供加州北部之電力需求。本節將說明太平洋天然氣和電氣公司及 Xcel 能源電力公司於安裝配電變壓器之實際作法，並探討各電力公司內部制訂之配電變壓器設置辦法，以供電力工程人員參考之需。

A. 太平洋天然氣和電氣公司設置配電設施之規範

目前加州地區之輸電網路，主要供應北加州舊金山及南加州洛杉磯等地區，其中北加州之用電量，主要由太平洋天然氣和電氣公司(Pacific Gas and Electric, PG&E)之輸電網路供應，而南加州地區主要由南加州愛迪生公司(Southern California Edison, SCE)與聖地牙哥天

然氣和電氣公司(San Diego Gas & Electric, SD&E)之輸電網路負責供應所需電量。南加州愛迪生公司、聖地牙哥天然氣和電氣公司及太平洋天然氣和電氣公司均為加州地區之發電公司，其中南加州愛迪生公司位於南加州之洛杉磯地區，至於聖地牙哥天然氣和電氣公司成立於加州最南端的聖地牙哥，另位於北加州舊金山之太平洋天然氣和電氣公司，則主要提供加州中部與北部地區之能源需求，且該公司之輸電範圍係上述三者之最廣者，並同時擁有發電、輸電、配電、售電等部門，隸屬為整合型之綜合電業型態。

此外，太平洋天然氣和電氣公司為提升相關工程人員之工作安全及民眾之用電安全，因此制定設置架空配電線路之規範手冊，以規範各種相關電氣設備之安裝及人員工作空間，其中於手冊中之 PG&E Electric & Gas Service Requirements-C4-4，則規範架空線與地面高度應距離 12 ft (3.65m)，並與道路中心線距離 18 ft (5.48m)，如圖 4-2 及附錄 A-4 所示，俾利與民眾及車輛保持安全距離[22]。

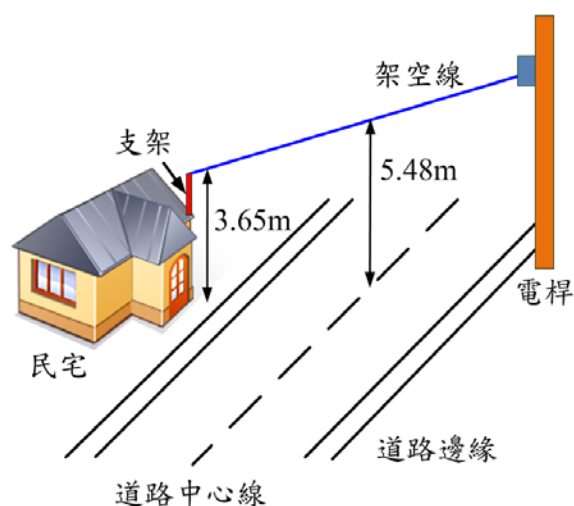


圖 4-2 架空線與道路間距之示意圖

B. Xcel 能源電力公司設置配電設備之規範

Xcel 能源公司提供電力和天然氣服務予科羅拉多州、密西根

州、明尼蘇達州、新墨西哥州、北達科他州、南達科他州及德克薩斯州，亦即該公司主要供電範圍為美國中北部及中南部地區。此外，Xcel 能源電力公司內部亦制定“電氣設備安裝與使用準則(Standard for Electric Installation and Use)”作為相關電氣設備之安裝規範，其中此準則不僅規範人員安裝各種電氣設備所需之工作空間，同時規定用戶於申請供電時，亦需提供相關電氣設施之設置空間，以供電力公司安裝相關電氣設施之用。另於電氣設備安裝與使用準則-C4-6-1.13 亦規定配電網路配電變壓器之安裝規定[23]，則敘述說明如下，且該準則之原文，請參閱附錄 A-4。

1. 新蓋大樓或正興建之建築物，不僅需預留變壓器之安置場所，同時用戶亦需自行提供相關電氣設施，且變壓器與其附屬設施應提供 Xcel 能源電力公司無償使用。
2. 大樓或新建案所規劃興建之配電室或場所，主要係安裝配電變壓器及其它配電設施之用，因此應依據最新修訂之國家電氣規範、其它適用法規及 Xcel 能源電力公司內部規定之規範或作業要點予以興建配電室，而用戶亦需以書面形式授權公司可申報和操作該建築物配電室內之配電變壓器及設備。
3. 配電室內所有配電變壓器及電氣設備之使用及安裝，除需遵守美國國家電氣規範(National Electrical Code, NEC)之要求外，應遵守下列要求：
 - (1) Xcel 能源公司之維護人員，均可於任何時間進入配電室檢查。
 - (2) 若配電室之周圍環境無法安裝、遷移與拆卸配電設備時，則用戶應自行提供可行策略。
 - (3) 配電室應提供適當照明及可供使用之插座，費用由用戶承擔。
 - (4) 用戶私人之電氣設備，不得安裝於配電室內。

(5) 配電室內之通風管道，於任何情況下皆不得與建築物之通風系統相連。

(6) 配電室應提供一個水箱系統，以收集任何溢油。

4-2-4 美國各地區配電變壓器之設置實照

本節列舉美國加州舊金山市、洛杉磯市與阿拉米達市之配電變壓器設置情況進行探討，同時考慮都會區及郊區間之差異，並將美國地區與臺灣地區各城市之人口密度納入考量，即如表 4-4 所示，希冀有助於電力公司設置配電變壓器之參考[24]。

表 4-4 各城市之人口密度表

城市	人口密度(人/平方公里)
紐約市	10,429
舊金山	6,658
洛杉磯	3,136
阿拉米達市	2,696
台北市	9,841
新北市	1,920
台中市	1,213
高雄市	942
台南市	858

A. 美國舊金山地區之配電變壓器設置狀況

圖 4-3 為美國舊金山市之人行道上電桿及桿上變壓器實際設置圖，其中該配電變壓器主要係由太平洋天然氣和電力公司設計規劃，且依相關配電變壓器之設置規範，將電桿與桿上變壓器設置於人行道上，即如圖 4-4 所示。此外，圖 4-5 為舊金山地區人行道或街道旁電氣設施之美化情況，由圖可知，目前該地區部分電氣設施外觀之美化方式，係將街景融入設施外觀之繪畫中，應可作為電力公司參考之用。



圖 4-3 舊金山地區人行道上電桿及桿上變壓器之實際設置圖



圖 4-4 舊金山地區民宅旁桿上變壓器之實際設置圖



圖 4-5 舊金山地區人行道或街道旁電氣設施之美化情形

B. 美國洛杉磯地區之配電變壓器設置狀況

圖 4-6 為美國加州洛杉磯地區桿上變壓器之實際設置狀況，而圖

4-7 為三具桿上變壓器之實際設置情況，由圖可知，該地區電桿之材質為木材，並架設於人行道旁。



圖 4-6 洛杉磯地區桿上變壓器之配置情況



圖 4-7 洛杉磯地區三具桿上變壓器之實際設置情況

C. 美國西雅圖市之配電變壓器設置狀況

圖 4-8 及圖 4-9 分別為桿上及亭置式變壓器於華盛頓州西雅圖市之實際架設情況，由圖可知，當亭置式變壓器設置於道路旁或人行道時，則可考慮加設防護桿以保護配電變壓器。



圖 4-8 西雅圖市之桿上變壓器設置情況

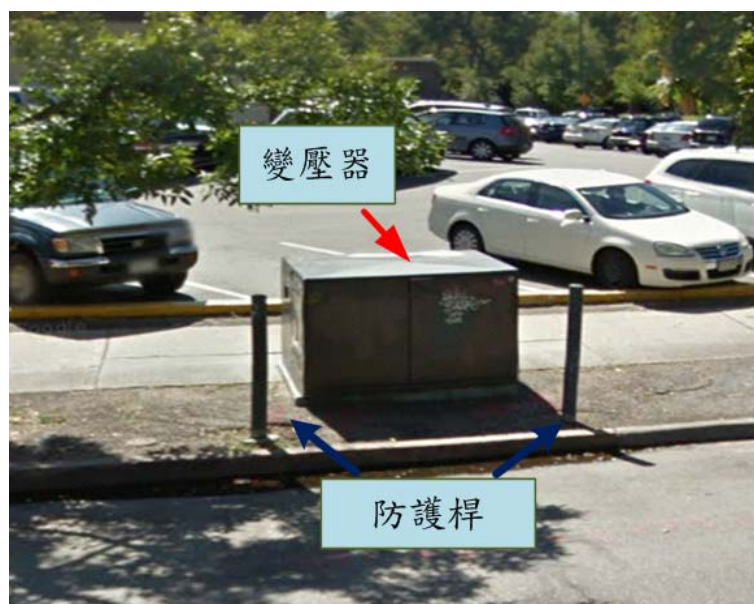


圖 4-9 西雅圖市之亭置式變壓器實際設置情況

4-2-5 本節總結

本節已介紹美國國家級規範、地方州政府及美國地區電力公司對於設置配電設施制訂之相關規範，並蒐集美國國家級、州政府與地區電力公司等 3 種層級之規範，其中包含美國國家電氣安全法規 (NESC)、紐約市交通局街道工程手冊、太平洋天然氣和電氣公司及 Xcel 能源電力公司電氣設備安裝手冊等 4 種規範標準，共約 470 條之

條文，上述規範擷取與本計畫研究議題相關之條文約有 30 條，如表 4-5 所示。此外，本計畫輔以美國舊金山、洛杉磯及西雅圖等城市配電變壓器設置情況予以說明上述規範，概以結論如下：

表 4-5 美國相關規範引用條文表彙整

規範名稱	總條文數及引用之條文
美國國家電氣安全法規	共 447 條，並引用第 230 條中共 4 項與共 8 款條文、第 231 條中共 3 項與共 8 款條文，以及第 232 條中共 3 項與共 7 款條文。
紐約市交通局街道工程手冊	共 4 章節，並引用附錄資料。
太平洋天然氣和電氣公司架空配電線路設置規範手冊	共 11 章節，並引用第 4.4 節之資料。
Xcel 能源電力公司電氣設備安裝與使用準則	共 8 章節，並引用第 4.6 節中共 3 條與共 8 項條文。

1. 美國地區配電網路之高壓為 2.4 kV 至 34.5 kV，而低壓網路之供電電壓則為 240 V 至 600 V。
2. 本節已將所蒐集美國地區相關電氣設施安裝規範之適用範圍與目的，統整如表 4-6 所示，其中美國地區除制定國家級規範外，各州政府機關亦制定州政府級規範加以規定電氣設備安裝標準。

表 4-6 美國相關規範適用範圍與目的之比較表

規範名稱	規範層級	適用範圍與目的
美國國家電氣安全法規	國家級規範	規範電業端之電氣設施安裝與操作規定、相關導體與設備維護準則、架空與地下線路及通訊線路佈設方式等基本規定及運轉規則。
紐約市交通局街道工程手冊	州政府級規範	作為設置街道基礎設施之標準，並規定更換和維修地下基礎設施等申請程序，以提升道路環境安全與管理。
PG&E 電力公司 Xcel 電力公司	電力公司	為降低相關工程人員與民眾發生感電事故，制定各種相關電氣設備之安裝及人員工作空間。

3. 美國國家電氣安全法規制定關於建築物外電氣設施安裝與操作規定、架空與地下線路及通訊線路佈設方式等基本規定及維護運轉規則，其中有關架空線路、導線及電纜依不同設置地點，應與路面保持最小之安全距離，如表 4-2 所示，至於變壓器之安裝方式及其它電氣設施與公共設施之間距規範，如表 4-7 所示，可作為設置電氣設施之參考。

表 4-7 美國國家電氣安全法規之部分條文內容摘要

對象	條文內容摘要
供電電纜	<ul style="list-style-type: none"> • 僅限行人或特定交通工具通行之區域，該導線或電纜應距離地面至少 2.7 m(9 ft)。 • 750 V 以下之供電電纜，於車輛(超過 2.5 m 之交通工具)通行之道路，該導線或電纜應距離地面至少 4.8 m(15.5 ft)。 <p>[P2-S22-230.A.2.1 至 P2-S22-230.A.2]</p>
架空線支持物與街道及道路之間隔	<ul style="list-style-type: none"> • 道路如有緣石時，支持物、支持橫擔及附掛設備等自地面起至 4.6 m 內，應與人行道靠車道側邊緣相距 1.5 m 以上。 <p>[P2-S22-231.B.2]</p>

4. 州政府制定之規範，主要規定配電設施與鄰近建築或設施間距，而電力公司則詳細規定變壓器及其附屬設備之擺放方法、垂直空間、工作空間及通風系統。
5. 太平洋天然氣和電氣公司對於架空線之規範中，要求架空線與地面高度應距離 12 ft (約 3.65m)，並與道路中心線距離 18 ft (5.48m)，以提升電力設備與人員之安全防護。
6. 由 4-2-4 節介紹之美國各地區配電變壓器實際設置情形可知，一般於商業區配電網路之架設，係以亭置式變壓器為主；而於住宅區配電網路之架設，則有桿上與亭置式變壓器兩種設置方式，至於在狹小巷弄之設置方式，則以佈設架空線路為主。
7. 美國部分地區對於電氣設施外觀美化，常將街景或藝術融入設備外殼繪畫中，可控電力公司之電氣設施美化參考。

4-3 德國地區電力系統之概況

德國政府准許電業有權使用各城市的公共路權(rights of way)，且目前德國電力市場已由約一千家電力公司所組成，大型電力公司主要掌握整個德國輸電網路。圖 4-10 為德國電力系統之架構圖，其中該國輸電系統係以 380/220 kV 及 110 kV 進行電力傳輸，而配電系統則採用 30/20 kV、15/10 kV 及 400/230V 供應電壓，同時依靠超高壓變電所、一次變電所、二次變電所及配電變壓器進行電力供應，以穩定提供德國各負載系統。

德國自完成電業自由化後，已將傳統垂直整合之電力公司，分別切割為發電、輸電、配電及售電等四部分，其中本計畫主要之研究範疇則以配電及售電為主，且德國配電及售電概況臚列如下[25]：

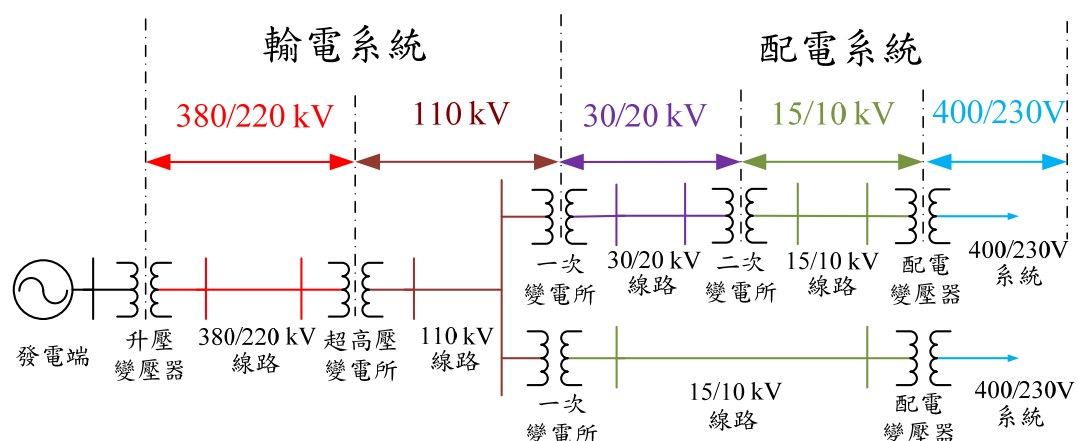


圖 4-10 德國電力系統之架構圖

A. 配售電部門

德國配售電部門可分為三大類別，分別為電力集團供電給用戶、區域配電公司供電給用戶與配電業者供電給用戶，其中電力集團供電至用戶之方式，乃透過發電廠與輸配電網直接供電給用戶。至於區域配電公司供電用戶之方式，係由發電廠將電轉售予區域配電公司，再由區域配電公司供電至用戶端。又由配電業者供電用戶之方式，則先

由發電廠或區域配電公司轉售電力給配電業者(Municipal Distributor)後，再由配電業者供電給用戶。

此外，德國配電系統接地型式之分類，涵括 TN 系統、TT 系統與 IT 系統，其中 TN 系統為三相四線式接地系統，並可概分為 TN-C 系統、TN-S 系統與 TN-C-S 系統。其中 TN-C 系統之 PE 線與 N 線是合一的，並簡稱為 PEN 線，如圖 4-11 所示，由圖可知，其最大優點是可以節省一根導線，但缺點為一旦設備外殼帶電，即造成單相短路。另 TN-S 系統則是將 N 線和 PE 線嚴格分開之接地型式，如圖 4-12 所示，由圖可知，其最大優點是系統正常運行時，只在 N 線中有電流流過，PE 線中沒有電流，對地無電壓，電氣設備金屬外殼接到 PE 線上，較為安全。至於 TN-C-S 系統之結構，如圖 4-13 所示，在低

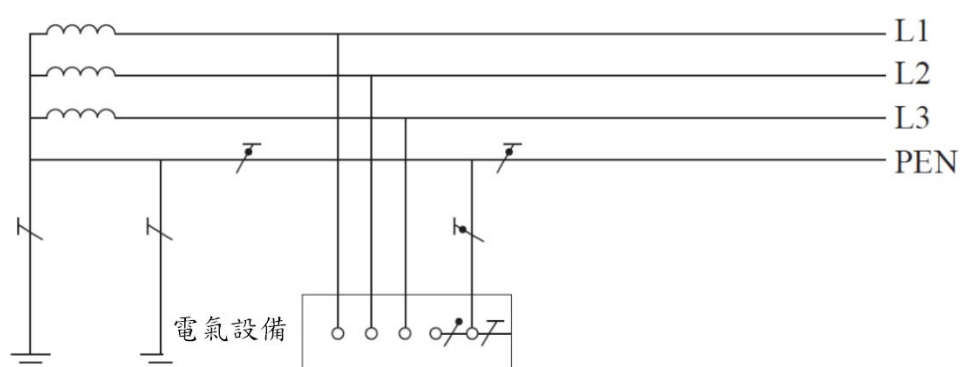


圖 4-11 TN-C 接地系統

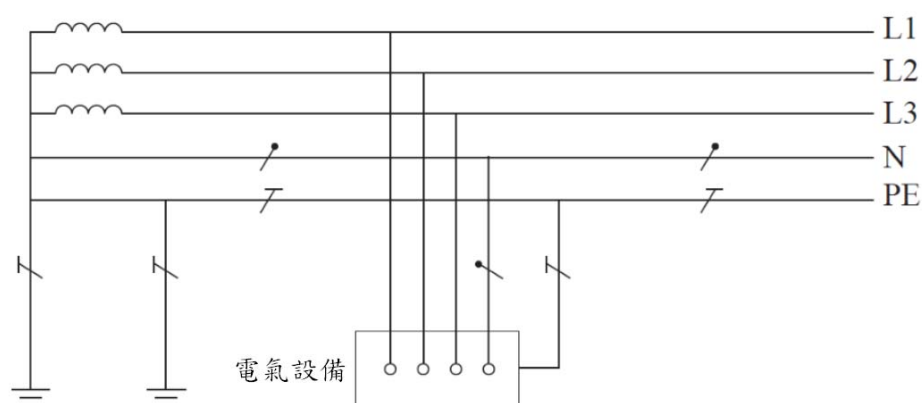


圖 4-12 TN-S 接地系統

壓配電系統的前半段採用 TN-C 接地系統，而從建築物電源進線總開關櫃(總配電箱)處開始，將 TN-C 接地系統轉換為 TN-S 接地系統，即系統的後半段為 TN-S 接地系統，而且 PE 線和 N 線必須具有良好絕緣。

另 TT 接地系統結構繪如圖 4-14 所示，由圖可知，電源端有一點直接接地，電氣設備之金屬外殼亦直接接地，此系統為德國廣泛採用之接地系統。至於 IT 接地系統結構則如圖 4-15 所示，由圖可知，其電源中性點是對地絕緣或經高阻抗接地，而電氣設備金屬外殼直接接地，為三相三線式接地系統。詳細接地系統資料請參閱附錄 B-1。

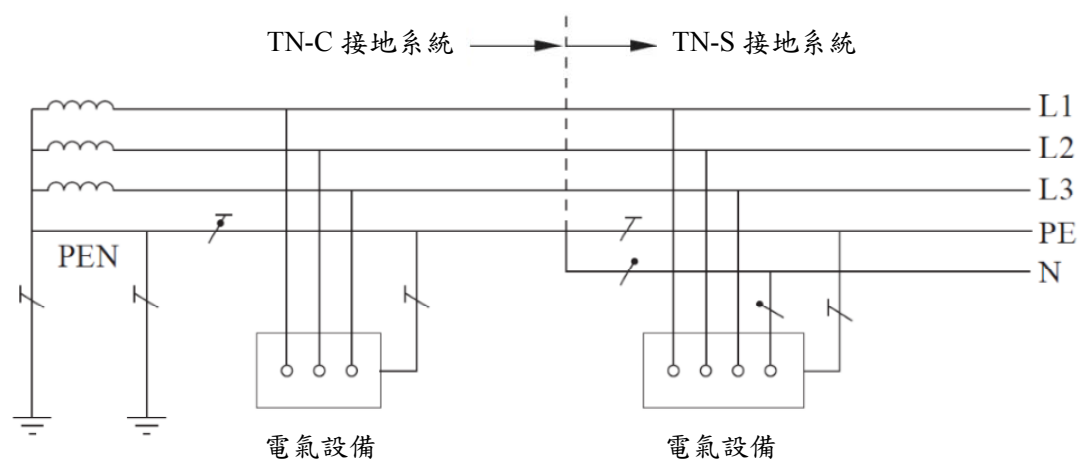


圖 4-13 TN-C-S 接地系統

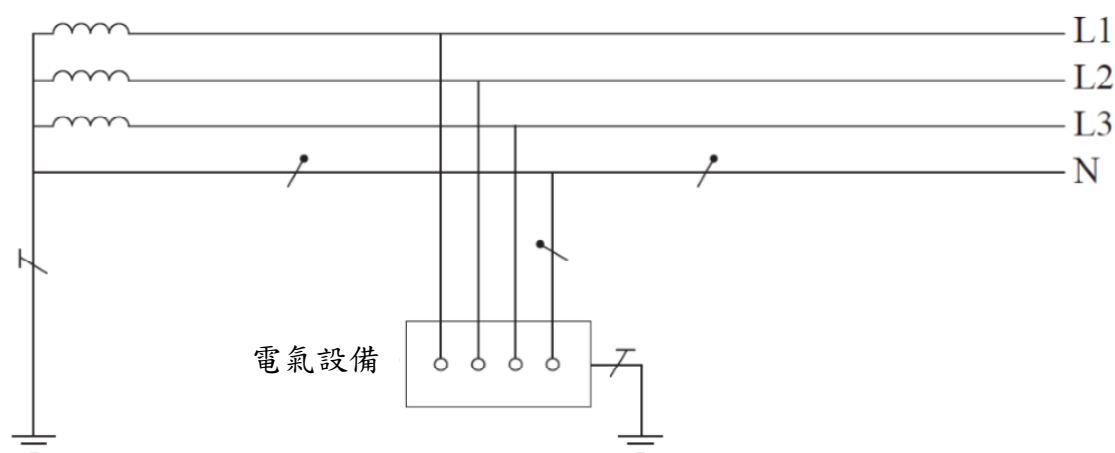


圖 4-14 TT 接地系統

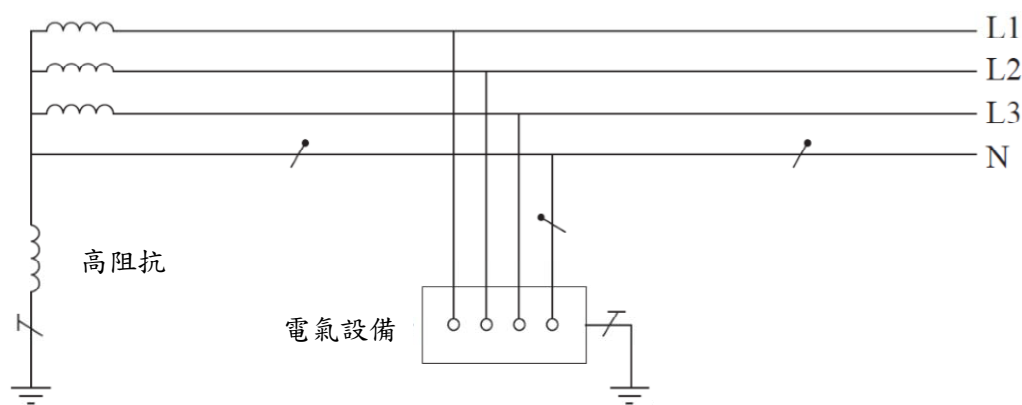


圖 4-15 IT 接地系統

B. 電力交易所

歐洲電力交易所(European Energy Exchange, EEX)為德國境內批發電力交易市場，由法蘭克福(Frankfurt)與雷普吉格(Leipzig Power Exchange GmbH, LPX)電力交易所合併而成，該電力交易所主要提供德國境內及其它電業參與電力現貨及期貨合約交易。

4-3-1 德國地區電力公司之簡介

德國地區各電力公司服務區域之分布情形，如圖 4-16 所示，由圖可知，德國地區主要電力公司涵括意昂電力公司、萊茵電力公司及巴登符騰堡電力公司，且各電力公司之概況，如下所述：

A. 意昂電力公司(E. ON)

於 2000 年時，德國聯合電力與礦業股份公司和德國聯合工業企業股份公司合併成為德國最大電力公司——意昂電力公司，該公司在成立之初即是歐洲最大能源企業之一。意昂電力公司於 2001 年購併埃森市之魯爾天然氣股份公司後，目前占有 60%德國天然氣市場[26]。

B. 萊茵電力公司(RWE)

德國萊茵電力公司擁有能源、機械、電信與電力工程部門，各部門具備各自獨立運作之能力，目前萊茵電力公司已發展成為德國第二

大電力供應公司。

C. 巴登符騰堡電力公司(EnBW)

德國巴登符騰堡電力公司(EnBW)主要業務為生產、交易、運輸和銷售電力能源等，近年並致力於發展智慧電網，有助於提升該電力公司之服務品質。目前巴登符騰堡電力公司之市場範圍主要在巴登符騰堡州，且近年已積極將業務拓展至德國其它地區的市場，並成為德國第四大電力公司。



圖 4-16 德國電力公司供電區域分布圖

4-3-2 德國國家級法規之電業規範

本節將對於德國政府機關規範境內各電力公司之能源法，以及規範設置相關配電設施之低壓配電設備使用法，概述說明如下，相關法規之原文，敬請參閱附錄 B-2 與附錄 B-3。

A. 能源法

由前節介紹可知，德國已施行電業自由化，因此為能有效監督各電力公司之營運情況，以使電業市場之交易可更透明化，德國聯邦經濟與科技部制定能源法，以規範各發電公司、輸電公司與配電公司等

各層級電力公司之業務內容與作業程序，進而維護民眾用電權益及促進國家經濟發展。其中因德國地區並無同時經營發電、輸電及配電之電力公司，故於能源法第 6 條中，則定義各層級電力公司之業務內容及關係，並規範電業市場交易之程序，亦即規範電力由發電端輸送至配電端之流程中，需確保電業市場透明化。另於能源法第 7 條中，則明文規定配電公司需負責配電系統之操作與系統維護之義務，並於第 14 條明文規定各配電公司內部需設置監管機構，俾於負責監控電網運轉及電網規劃。至於能源法對輸電公司之相關規定，則可參閱第 10 條之規範，其中涵括傳輸電力服務、補償輸送造成之損失及施行相關設備維護[27]。

B. 低壓配電設備使用法

於德國政府機關制定之低壓配電設備使用法中，明文規範電氣設施設置用地之取得方式及釐清負擔相關配電設施遷移費用之單位，其中於該使用法第 10 條，規定用戶需提供設置配電變壓器之位置，以供電力公司安裝配電變壓器之用，而若用戶申請遷移配電變壓器至其它合適之位置，則用戶需承擔配電變壓器遷移費用。此外，於第 12 條之規範中，則規範用戶負擔相關配電設施安裝費用細則，亦即當用戶向電力公司申請用電服務時，用戶僅需提供適當處所則相關安裝費用均為免費，惟若用戶申請供電區域離供電線路較遠或地處較偏遠時，則用戶需負擔安裝費用。另當電力公司於設置配電線路前，不僅需告知用戶供應電力之配電線路，同時需告知用戶線路欲安裝的土地範圍，俾讓用戶確實瞭解配電線路設置情況。值得注意的是，若欲架設配電線路相關設施之土地為他人所有，且該土地擁有者欲申請搬遷此配電設施時，則該地主需提出此配電設施確不適合設置於該位置之相關說明或證明文件，將可免於負擔遷移費用，同時相關配電設施之

搬遷成本應由電力公司負擔[28]。

4-3-3 德國地區地方州政府設置配電設施之規範

本節介紹巴伐利亞邦之配電設施相關設置規範，如圖 4-17 所示，巴伐利亞邦係德意志聯邦共和國東南部的一個邦，巴伐利亞邦之面積約占德國全國面積五分之一，且巴伐利亞邦之首都位於慕尼黑。另巴伐利亞邦建築規範係由德國巴伐利亞邦所制定，此建築規範適用之對象包含建築物內設置額定電壓 1 kV 以上電氣設備(開關或變壓器)之處所，又需注意的是，此規範所指之電氣設備設置處所，主要為商業大樓、住宅大樓、學校、醫院、行政大樓等人員密集處所提供之室內配電場所，但並不包含僅設置配電設施之建築物。而於巴伐利亞邦建築規範之第 4 條之 1-3 項與第 5 條之 1-2 及 4-7 項，即如附錄 B-4 及附錄 B-5 所示，提到有關屋內配電變壓器之設置規範包含電氣室的



圖 4-17 巴伐利亞邦位置圖

環境要求和防火設計，且說明如下[29]：

1. 為使操作人員可於安全的情況下進入電氣室，電氣操作室之出口應不超過 40 m 長。
2. 電氣室至少需有 2 m 高之工作空間，以確保操作人員可正確安裝和操作電氣系統。
3. 電氣室必須有良好的通風系統，俾使變壓器和發電機的熱能可順利排出。
4. 額定電壓 1 kV 以上之油浸式變壓器和電容器，以及一個輸出容量超過 300 kVA 之變壓器與開關的電氣室，其房間必須有防火措施，如厚防火牆。
5. 安裝前項設備之電氣室的房門，至少需有阻燃效果，並可自動關閉和由不可燃材料所製成。另電氣室的門必須向外開啟，且電氣室門上應貼有高電壓警告標籤。
6. 電氣室內部之空氣，應直接或通過特殊的通風管道抽至外部，同時應注意電氣室通風系統所抽出之煙，均不可倒灌至其它房間。
7. 電氣室地面必須由防火阻燃材料製成。
8. 電氣室需設置回收槽，以吸收變壓器洩漏之絕緣油。

4-3-4 德國標準化協會之規範

德國標準化協會(Deutsches Institut für Normung, DIN)成立之主旨在於推廣相關產品合理性、品質確保、安全、環境保護，同時增進企業、技術、科學、政府和社會公眾間之溝通[30]。表 4-8 為德國地區標準化協會制訂之相關規範列表，其中 DIN 代表德國標準化協會，而 VDE 則是德國電氣工程師協會。由表可知，標準化協會制訂德國地區配電變壓器之設置規範，亦即 DIN VDE 0100 標準之第 530 部分，即係規定開關設備和控制設備之架設規範；而 DIN VDE 0101 標

表 4-8 德國地區標準化協會制訂之相關規範列表

標準	標題
DIN VDE 0100	額定電壓低於 1,000 V 之電力設施架設。
DIN VDE 0100 Part 100	一般設備要求。
DIN VDE 0100 Part 410	防觸電保護措施和保護。
DIN VDE 0100 Part 430	電纜之過流保護。
DIN VDE 0100 Part 482	防止發生火災之選擇保護措施。
DIN VDE 0100 Part 520	設備的選擇和安裝-電纜，電線和佈線系統。
DIN VDE 0100 Part 530	架設電氣設備-開關設備和控制設備。
DIN VDE 0100 Part 550	額定電壓不超過 1,000 V 電氣設備的選擇和安裝架設電力設施。
DIN VDE 0100 Part 559	燈具和照明設備。
DIN VDE 0100 Part 720	消防危險地點。
DIN VDE 0101	額定電壓大於 1,000 V 的電力裝置之安裝與架設。
DIN VDE 0105	電力裝置的操作。
DIN VDE 0107	電力設備裝置於醫院及用於醫院外的醫療用途。
DIN VDE 0108 Part 1 to Part 100	電力設施和安全供電於公用場所之規範，如商店，展覽室，多層建築，餐廳，封閉停車場，工作或營業場所。
DIN VDE 0113	工業機械電氣設備。
DIN VDE 0165	危險區域之電氣設備安裝。
DIN VDE 0168	電氣安裝架設於露天礦山，採石場及類似工廠。

準則為額定電壓大於 1000V 之電力裝置安裝與架設規則[31]；DIN VDE 0105 標準則為電力裝置操作規範。至於德國標準化協會相關規範資料，則可參閱附錄 B-6。

由德國電氣工程師協會 VDE 0100 (DIN VDE 0100)之屋內配電線路安裝規範可知，建築物配電線路之安裝區域，如圖 4-18 所示，其中建築物中之配電線路需埋於牆壁內，且配電線路之安裝區域，可分為水平安裝區域及垂直安裝區域，配電線路需依規範安裝於指定區域，且所規定之區域內除可安裝配電線路外，亦可安裝相關附屬設施

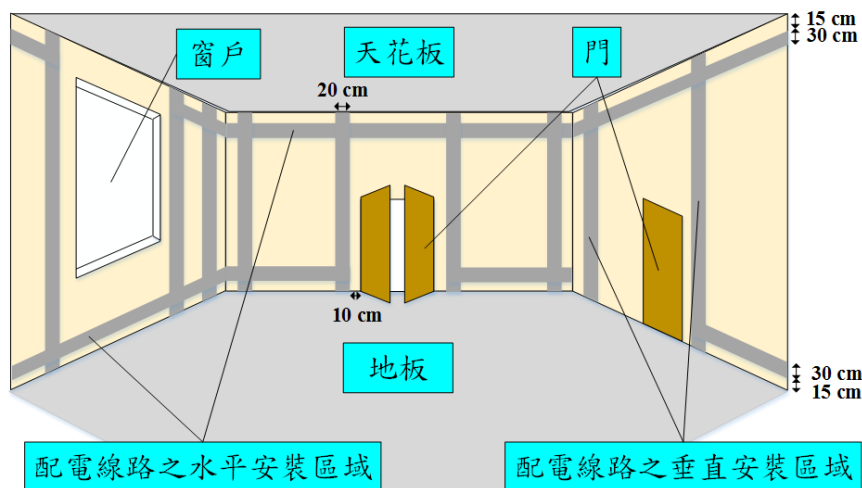


圖 4-18 屋內配電線路安裝規範之示意圖

，而其安裝區域則如下所示。至於相關原文，則請參閱附錄 B-7。

1. 配電線路之水平安裝區域：

- (1) 較高水平安裝區域：天花板以下 15 至 45 公分處。
- (2) 較低水平安裝區域：地板以上 15 至 45 公分處。
- (3) 置中水平安裝區域：地板以上 100 至 130 公分處。

2. 配電線路之垂直安裝區域：

- (1) 門邊緣：門邊緣外 10 公分至 30 公分處。
- (2) 窗戶邊緣：窗戶邊緣外 10 公分至 30 公分處。
- (3) 牆角邊緣：牆角邊緣外 10 公分至 30 公分處。

此外，德國電氣工程師協會 VDE 0105 (DIN VDE 0105) 之電力裝置操作規範中，又針對人員與電力裝置之距離加以規範，以維護用電安全，亦即對於不同電壓等級之電氣設施與危險程度，均已制定不同之距離規範，如圖 4-19 所示。由圖可知，本規範所規範之區域，可概分為人員易觸及區域與淨空區域，分別如圖中 A 區與 B 區，其中 A 區因與帶電體距離 D_1 最近，故代表危險距離，亦即當人員靠近此區域時，則表示人員過於接近電力裝置，易發生危險，應禁止人員駐留於此區域。另圖中之 B 區其距離 D_2 遠大於距離 D_1 ，但人員仍不宜

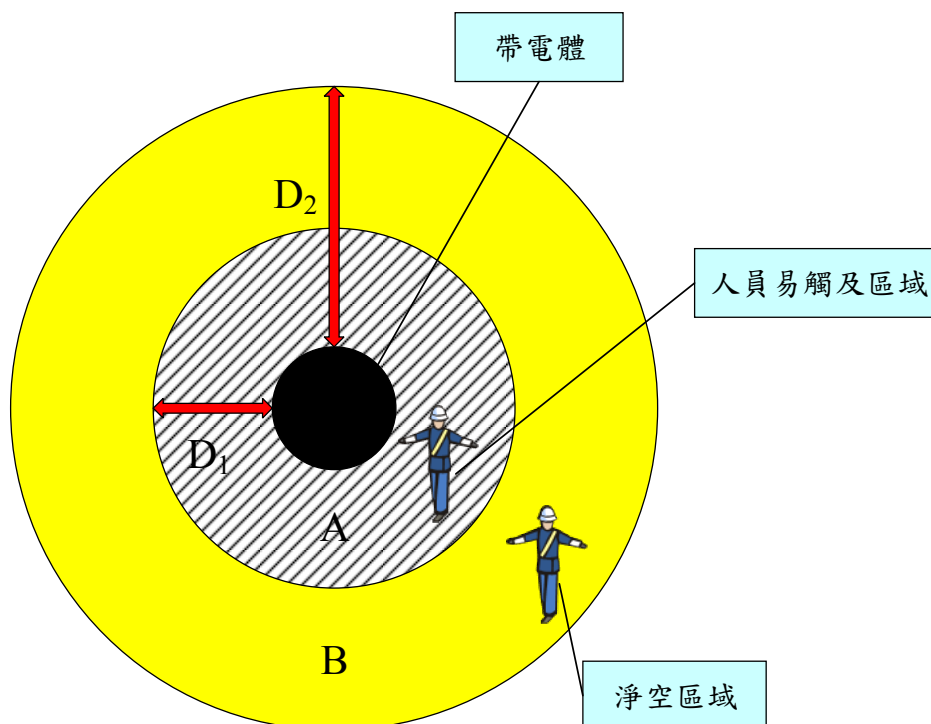


圖 4-19 電力裝置操作之安全距離

久留於此區域。

表 4-9 為人員與電力裝置間之安全距離規範，其中距離 D_1 與距離 D_2 之值，係依據電力裝置之額定電壓大小而決定。當電力裝置之額定電壓越大時，則人員與電力裝置間之距離，亦隨之增加，且相關規範之原文，請參閱附錄 B-8。又德國電氣工程師協會 VDE 0105 (DIN VDE 0105) 標準亦對線路與人員間之距離加以規範，此距離係指線路裸露部分與人員之間隔距離，即如表 4-10 所示，其中電壓愈高，則規範之距離將愈遠，用以維護人員之用電安全[31-32]。值得注意的是，表 4-9 為設置於地面上之電力裝置與人員的安全距離規範，例如設置於配電室之電氣設備，但對諸如配電變壓器等外殼已接地之電氣設備，則可不受此規範之限制。而表 4-10 則可視為架空線路或線路裸露部分與人員距離之限制規範，惟已被覆之線路，則不適用表 4-9 所列之規範。

表 4-9 人員與帶電體電力裝置間之安全距離規範

額定電壓(kV)	D ₁ (mm)	D ₂ (mm)
< 1	無接觸	300
3	60	1,120
6	90	1,120
10	120	1,150
15	160	1,160
20	220	1,220
30	320	1,320
36	380	1,380
45	480	1,480
60	630	1,630
70	750	1,750
110	1,000	2,000
132	1,100	3,000
150	1,200	3,000
220	1,600	3,000
275	1,900	4,000
380	2,500	4,000
480	3,200	6,100
700	5,300	8,400

表 4-10 線路裸露部分與人員之間距限制

額定電壓 V (kV)	間隔距離 (m)
$V < 1$	0.5
$1 < V < 30$	1.5
$30 < V < 110$	2.0
$110 < V < 220$	3.0
$220 < V < 380$	4.0

4-3-5 德國地區配電變壓器之設置實照

德國地區境內具有諸多電力公司，各電力公司於規劃設置配電變壓器之方式雖各有差異，但仍可發現諸多共通點。本節將對法蘭克福、海德堡、慕尼黑等地區於實際設置桿上與亭置式變壓器之情形進行分析，希冀提供臺灣地區於設置配電變壓器時之參考。

A. 亭置式變壓器於較隱蔽或人行道之設置實照

德國法蘭克福地區由意昂電力公司負責供電，其亭置式變壓器之設置狀況，如圖 4-20 所示，該地區之亭置式變壓器大多設置於人行道邊緣。另圖 4-21 則係將亭置式變壓器設置於隱蔽處，以防止變壓器對環境美觀造成影響。至於圖 4-22 及圖 4-23 分別為德國海德堡地區將亭置式變壓器設置於人行道旁與隱密處之情形，其中由 4-3-1 節可知，德國海德堡地區係由巴登符騰堡電力公司負責供電，因此可推知，巴登符騰堡電力公司亦常將亭置式變壓器設置於人行道邊緣或植栽設施帶。又圖 4-24 與圖 4-25 分別為德國慕尼黑地區將亭置式變壓器設置於人行道旁及草叢或樹葉隱蔽處之情形。由此可知，若可將配電設備融入環境中，應可俾以提升該地區之環境美化。



圖 4-20 德國法蘭克福地區亭置式變壓器設置於人行道



圖 4-21 德國法蘭克福地區亭置式變壓器設置於隱蔽處



圖 4-22 德國海德堡地區亭置式變壓器設置於人行道



圖 4-23 德國海德堡地區亭置式變壓器設置於隱蔽處



圖 4-24 德國慕尼黑地區亭置式變壓器設置於人行道處



圖 4-25 德國慕尼黑地區亭置式變壓器設置於隱蔽處

B. 亭置式變壓器外殼張貼海報之設置實照

德國法蘭克福地區及慕尼黑地區則將亭置式變壓器之外殼作為藝文公佈欄，以供民眾張貼相關藝文海報，相關之設置情形，即分別如圖 4-26 及圖 4-27 所示，不僅作為政府宣導相關事項用途，同時可使電力公司有額外收益，並俾於提升地區民眾對於變壓器之觀感。



圖 4-26 德國法蘭克福地區亭置式變壓器設置海報張貼專區實照



圖 4-27 德國慕尼黑地區亭置式變壓器設置海報張貼專區實景

C. 電桿於民宅屋頂上之設置實照

圖 4-28 及圖 4-29 分別為德國海德堡地區及慕尼黑地區電桿設置於民宅屋頂上之設置情形。



圖 4-28 德國海德堡地區電桿設置於屋頂處實照



圖 4-29 德國慕尼黑地區電桿設置於屋頂處實照

D. 配電室應遠離建築物之設置實照

圖 4-30 及圖 4-31 分別為德國法蘭克福地區及慕尼黑地區之配電室設置情形，由圖可知，德國地區常將配電室設置於空曠區域或樹葉遮蔽處，此種設置方式可有效減少配電變壓器對環境美觀之影響。



圖 4-30 德國法蘭克福地區配電室設置於較偏遠處



圖 4-31 德國慕尼黑地區配電室設置於較偏遠處

4-3-6 本節總結

本節已摘錄說明德國政府及電力公司對相關電氣設施裝置方式及配電設施與建物間距等相關法源規範與規定，並輔以電氣設施實際安裝相片說明德國能源法(118 條文)、低壓配電設施使用法(29 條文)、巴伐利亞邦建築規範(9 條文)、德國電氣工程師協會 0100 標準(179 條文)及德國電氣工程師協會 0105 標準(29 條文)等 5 種規範，目前共蒐集約 364 個條文，其中摘錄約 10 條規定供電力公司參考，茲將所得結論列述如下：

1. 德國已施行電業自由化，主要由四家電力公司進行電力供應。
2. 德國低壓配電設備使用法不僅制定土地取得與補償費用及遷移費用之規範，同時規範用戶需提供妥適之處所予電力公司設置相關配電設施。
3. 德國巴伐利亞邦建築規範，主要規範電氣室內之屋內配線與設備之設置方式與空間規範，亦即室內設置電氣設備之空間，至少需有 2 公尺高的工作空間及良好的通風系統，其目的在於強化消防安全與電氣安全，以提昇施工人員與民眾居住品質。
4. 於德國電氣工程師協會 VDE 0105 標準中，規範線路或相關電氣

設施與人員之距離限制，如表 4-9 與表 4-10 所示，其所規範之距離限制與供電電壓成正比，可提供電力公司參考。

5. 表 4-11 為德國相關規範及標準適用範圍與目的之比較表，敬供參考。

表 4-11 德國相關規範與標準適用範圍與目的之比較表

規範名稱	規範層級	適用範圍與目的
德國能源法 (118 條文)	國家級規範	規範各發電公司、輸電公司與配電公司等各層級電力公司之業務內容與作業程序，以期維護民眾用電權益及促進國家經濟發展。
德國低壓配電使用法 (29 條文)	國家級規範	規範電氣設施設置用地之取得方式及釐清負擔相關配電設施遷移費用之單位。
巴伐利亞邦建築規範 (9 條文)	州政府級規範	規範建築物內電氣設備之設置標準，以期提升電氣安全性及減少電氣事故發生。
DIN VDE 0100 標準 配電線路及其附屬設施 之規範 (179 條文)	德國標準協會 制定	規範配電線路之設置區域範圍，以維護室內人員之用電安全。
DIN VDE 0105 標準 電力裝置與人員之距離 規範 (29 條文)	德國標準協會 制定	規範人員與電力裝置之距離，以維護用電安全，亦即對不同電壓等級之電氣設施與危險程度，制定不同之距離規範。

6. 由德國地區配電變壓器實際設置情形可知，德國地區常將亭置式變壓器或配電室設置於人行道或隱密處，同時亦將亭置式變壓器外殼作為藝文海報張貼專區，或可作為電力公司配電變壓器之美化參考。
7. 於德國之相關規範與標準中，已制定電氣設施施工規範、電力設置工程與施工權限等設置原則及配電設備設置之選址規範，如表 4-12 所示，可作為電力公司設置配電設施之參考依據。

表 4-12 德國相關規範之安裝規範與選址原則

德國相關規範	安裝規範/選址原則
德國低壓配電 使用法	<ul style="list-style-type: none"> ● 第 10 條規定用戶需提供設置配電變壓器之位置，以供電力公司安裝配電變壓器之用，且若用戶申請遷移配電變壓器至其它合適之位置，則用戶需承擔配電變壓器遷移費用。 ● 第 12 條規範用戶是否負擔相關配電設施安裝費用，亦即當用戶向電力公司申請用電服務時，用戶僅需提供適當處所予電力公司安裝配電線路與其相關附屬設施，而相關安裝費用均為免費，惟若用戶申請供電區域離供電線路較遠或地處較偏遠時，則用戶需負擔安裝費用。 ● 第 12 條規範電力公司於設置配電線路前，需告知用戶供應其電力之配電線路與線路欲安裝的土地範圍，俾使用戶確實瞭解配電線路設置情況。
巴伐利亞邦 建築規範	<ul style="list-style-type: none"> ● 涵括建築物內設置額定電壓 1 kV 以上電氣設備(開關或變壓器)之處所，唯需注意的是，此規範所指之電氣設備設置處所，主要為商業大樓、住宅大樓、學校、醫院、行政大樓等人員密集處所提供之室內配電場所，但並不包含僅設置配電設施之建築物。
DIN VDE 0100 配電線路及其附屬 設施規範	<ul style="list-style-type: none"> ● 建築物配電線路之安裝區域，可分為水平安裝區域及垂直安裝區域，配電線路需依規範安裝於指定區域，且所規定之區域內除可安裝配電線路外，亦可安裝相關附屬設施。
DIN VDE 0105 電力裝置與人員之 距離規範	<ul style="list-style-type: none"> ● 人員與電力裝置之距離，依照距離涵蓋之區域可分為人員易觸及區域與淨空區域。 ● 線路與人員之規範距離，當電壓愈高，則規範之距離將愈遠，以維護人員之用電安全。

4-4 英國地區電力系統概況

圖 4-32 為英國電力系統架構圖，其輸電系統係以 400/275 kV 進行電力傳輸，而配電系統則採以 132 kV、33 kV、11 kV 及 400/230 V 作為供應電壓。圖 4-33 為英國傳統配電架構圖，由圖可知，英國配電系統之低壓用戶受電電壓為 400/230 V，詳細供電電壓說明，可參閱附錄 C-1[33]。

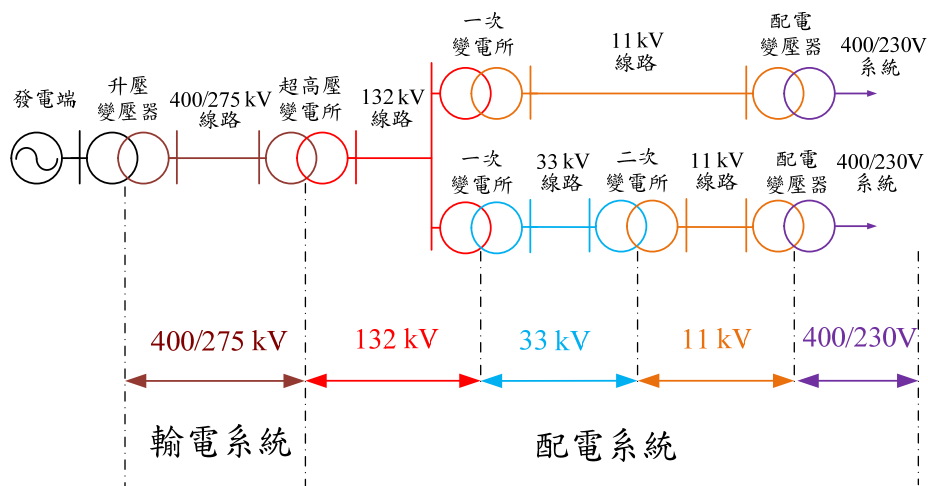


圖 4-32 英國電力系統之架構圖

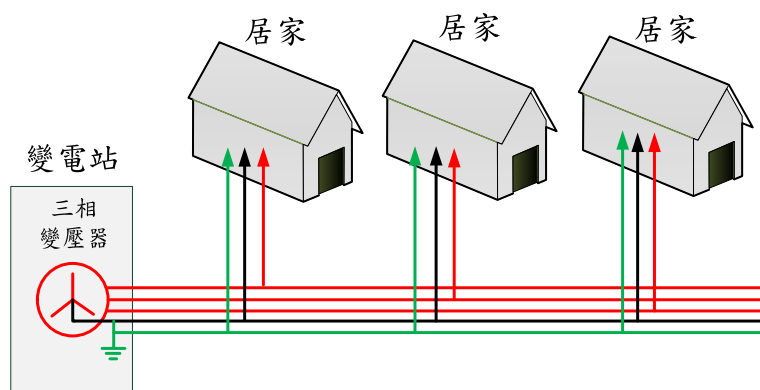


圖 4-33 英國傳統配電架構圖

又英國地區之接地方式與德國相似，可分為 TN、TT 與 IT 等接線系統，其中 TN 接線系統為三相四線式接地系統，系統同時具有單點或多點的直接接地端，且受電導體部分則必須進行隔離保護；另外 TT 亦為三相四線式接地系統，系統同時具有單點或多點的直接接地端，而受電導體部分則分別做直接接地保護；IT 則為三相三線式接地系統，此系統端需進行串聯阻抗接地，而受電導體部分則分別做直接接地保護，詳細接地系統說明，可參閱附錄 C-4[34]。

4-4-1 英國國家級法規之電業規範

於英國國家級法規中，英國電力法及道路施工法之規範內容與本計畫研究議題相關，其中英國電力法規範內容包含電氣設備施工單位

之權責及電氣設施設置於私人領域需注意之項目，至於英國道路施工法則對電力設施之安裝工程與施工權限進行規定，且此道路施工法之規範內容，除規定施工單位所屬權責外，並探討配電設備設置地點之相關規定，相關標準內容，建議可參考附錄 C-2 與附錄 C-3 所示。茲將英國電力法與道路施工法之部分規範，摘錄說明如下：

A. 電力法

英國政府制定此電力法之主要原由，乃在於提升國內相關電力工程業務之發展，同時保護國民用電之權利，期以提升國家經濟發展之願景。因此當於執行相關電氣設施之業務時，相關施工單位之權責與電氣設備設置位置之土地權利，均需依據電力法之規範予以施行，故由電力法-P4-2.2 之道路施工規範可知，若電力公司欲設置電氣設備於道路或橋面時，則電力公司需經道路所屬之單位主管機關同意，如圖 4-34 所示，方可設置相關電氣設施。另由電力法-P4-6.1 之土地權利規範可知，當設置電氣設施於民宅或私人領域時，若需進行電氣設備維護或相關設施汰換，則需得到該用戶之同意，如圖 4-35 所示，方可進行相關電氣設施之汰換與維護[34]。

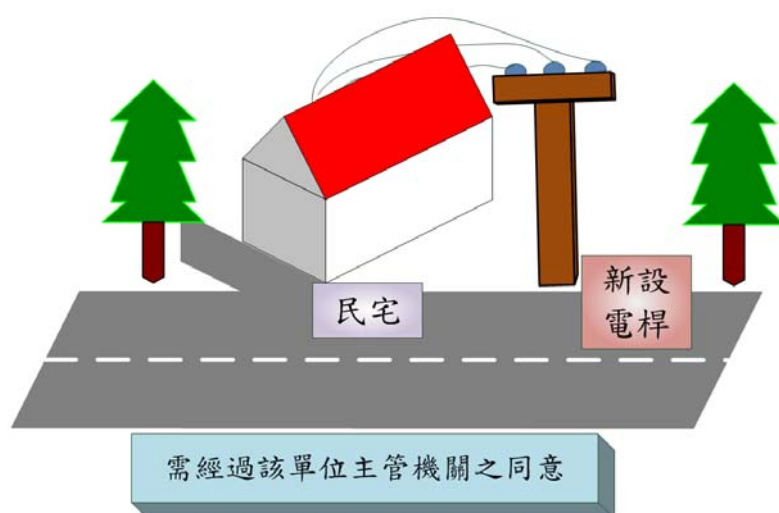


圖 4-34 英國新設電桿之施工單位權責示意圖

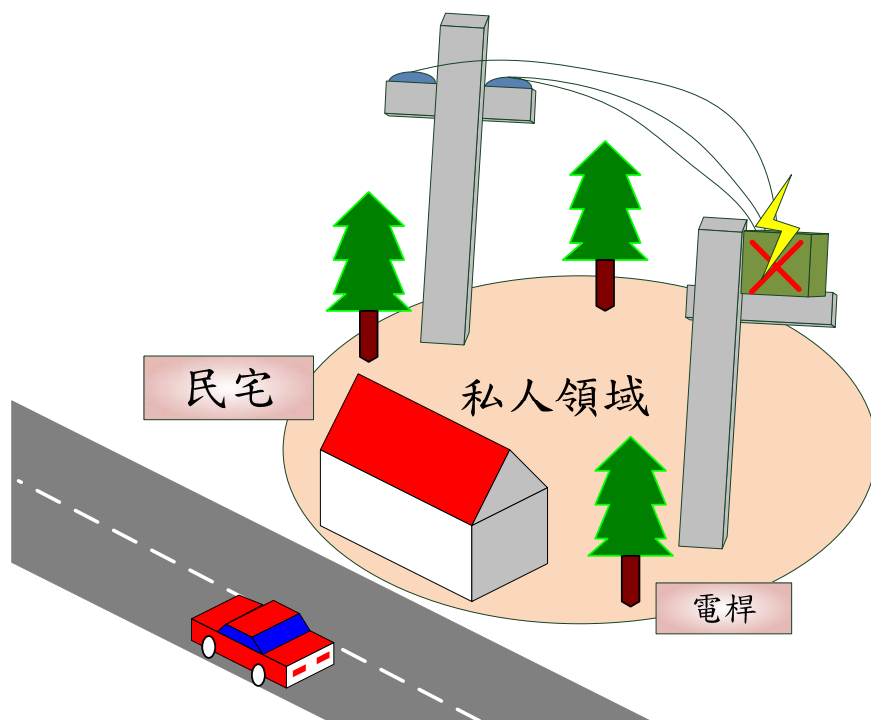


圖 4-35 用戶允許電力公司進行配電設備維護之示意圖

B. 英國道路施工法

英國制定道路施工法之主要目的，乃在於規範道路施工安全及提升英國健全交通網絡之發展，其中由道路施工法-P6-1 之電力設置工程規定可知，當電氣設備施工時，若遭遇諸如環境地形與人為因素之影響，導致無法將此電氣設備設置於原規劃位置時，則可另外於原規劃設置位置距離至多 3 m 之處進行設置，如圖 4-36 所示，以提升相關工程人員之施工彈性。又依道路施工法-P8-4.4 之施工權限規範可知，若於安裝相關配電設施需經過住戶私人土地時，則需獲得該住戶同意後，方可施工[35]。

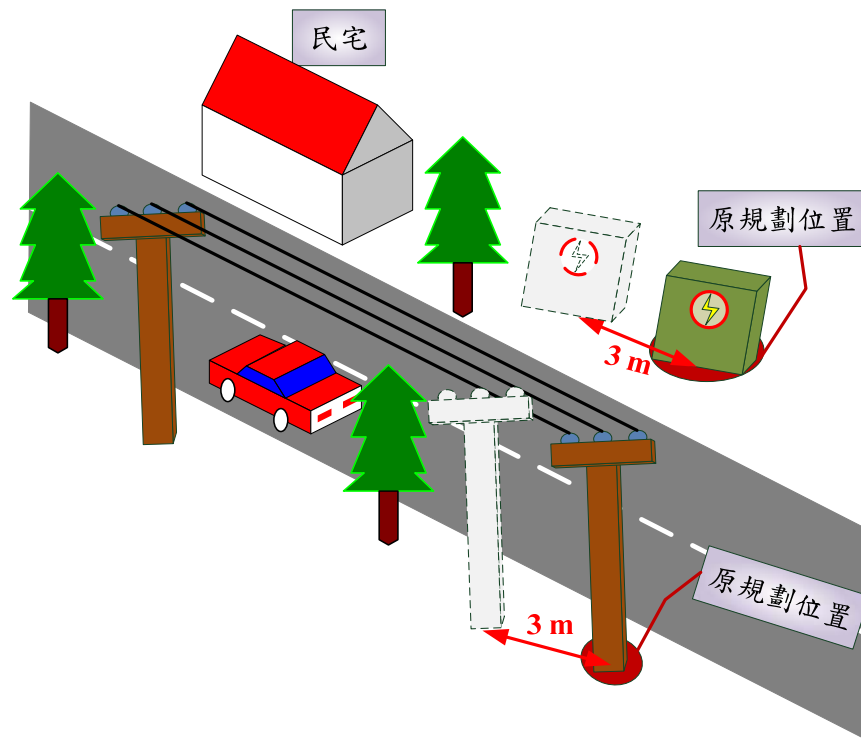


圖 4-36 英國道路施工之電力設置示意圖

4-4-2 英國電機工程師學會之規範

英國國家電氣安裝標準係英國電機工程學會所制定，且此國家電氣安裝標準主要可分為安全防護規定、電氣設置空間、特殊環境設置與電氣裝設環境等相關規範，其中英國電機工程師學會制定此標準之主要原由，乃在於規範電機設計與電氣承裝，以期提升電氣安全性之發展，進而達成降低電氣事故發生之目標。因此本節將對相關電氣設施之設置規範進行說明，並探討相關配電設施與用戶住宅或其它設施間隔距離之相關規定，同時亦將說明英國地區實際執行方法，相關標準內容可參考附錄 C-4 所示[36]。茲將英國國家電氣安裝標準，臚列說明如下：

A. 架空線路施工之安全防護規定

圖 4-37 為英國國家電氣安裝標準於架空安全防護之示意圖，其中依英國國家電氣安裝標準- P4-C41-7.3 之安全防護規定可知，此規範主要針對人體位於架空設備施工、維護與高空作業時，施工人員與

裸露導體間需有最小安全間距之限制，且所規範之安全間距，則係固定點不僅需與電桿距離 0.75 m 之水平間距，且需與障礙物之水平距離間隔 1.25 m，同時需與架空線之垂直距離間距 2.5 m 以上之間隔，以防止人員感電與墜落之危害。

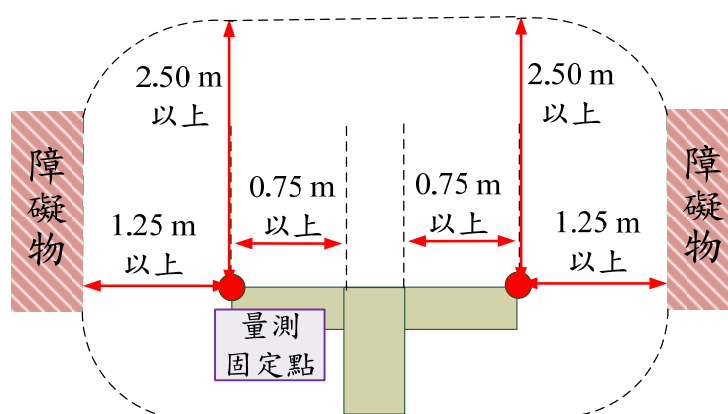


圖 4-37 英國國家電氣安裝標準於架空安全防護之示意圖

B. 設備運轉之溫度限制規定

表 4-13 為電氣設備之運轉情況與溫度限制分析表，此表主要規範設備於不同運轉情況之溫度限制，以減少設備於高溫運轉之問題。

表 4-13 電氣設備之運轉情況與溫度限制分析表

運轉情況	溫度限制
一般運轉	90°C 以下
過載	115°C 以下

C. 其它設備裝置規定

依英國國家電氣安裝標準- P5-C55-9.1 之其它設備裝置規定，其內容主要針對屋外路燈用線路架設及電氣設備裝置於特定環境進行規範，說明如下：

- (1) 相關路燈設備可裝設於道路旁、公園、停車區域、花園、公共設施帶與公共運動場等空間。

(2) 若設備無法裝置於上述空間時，則可設於公共電話亭旁、公車屏蔽區與市鎮規劃帶等，以防止行人與車輛交通。

此外，由英國國家電氣安裝標準-P5-C55-9.10 之規定可知，道路旁公共設施與架空設備之間距規範，即如圖 4-38 所示，若欲於道路旁裝置公共設施及其附屬設施時，如消防栓等公共設施，則需與架空電桿及線路至少需有 1.5 m 以上之間隔距離，以保護道路旁相關設施與行人安全。又依英國國家電氣安裝標準-P5-C55-9.10.3.1 之規定可知，桿上電氣設備至少需距離地面 2.5 m 以上之高度，即如圖 4-39 所示，且對於裝設於道路旁之配電設備，亦可設置接地保護、防撞設施與警示標語等保護措施。

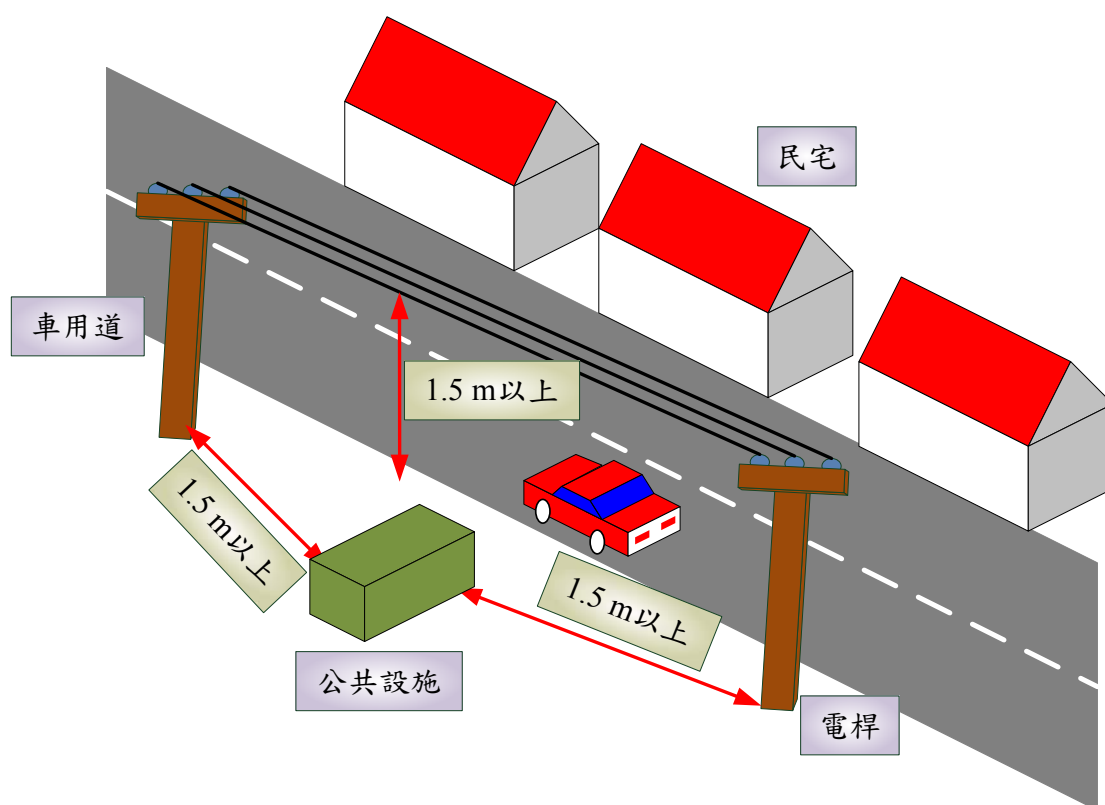


圖 4-38 公共設施與架空設備間距之示意圖

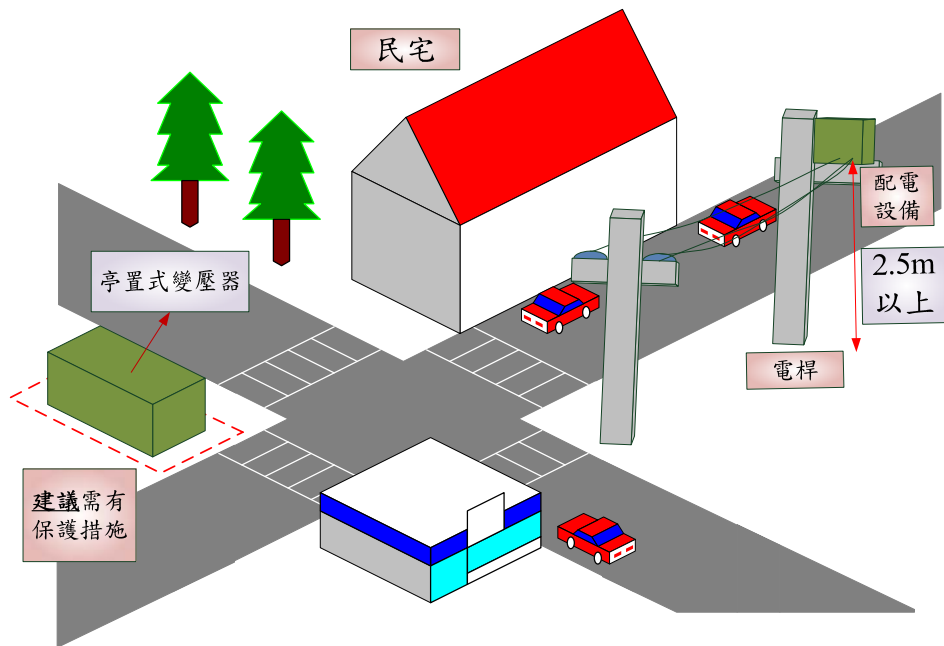


圖 4-39 配電設備設置於道路旁之裝設示意圖

D. 架空線路之設置準則

依英國國家電氣安裝標準-P7-C70-9.521.1.8 之架空線路設置規定可知，若架空線路之電壓層級為配電電壓(單相 230V 或三相 400V) 且需穿越車道時，則此架空線路需離地面之高度至少 6 m 以上，至若將架空線路設置於其它區域時，則架空線至少需離地面 3.5 m 以上之高度，如圖 4-40 所示，以防止線路發生接地故障或發生感電事故。

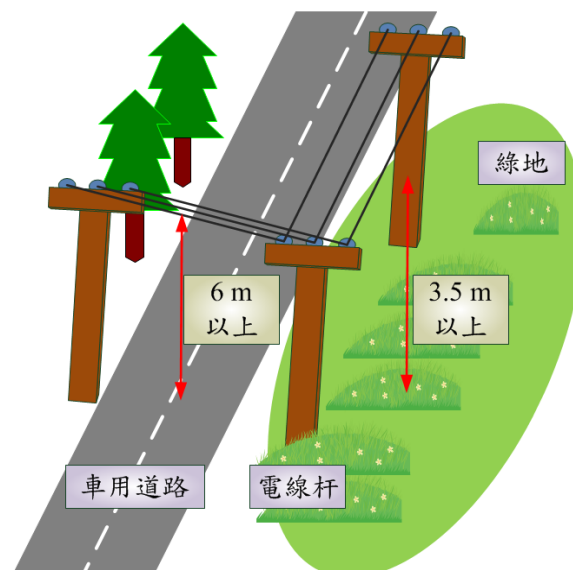


圖 4-40 架空線路設置規定之示意圖

E. 其它設置規範

依英國國家電氣安裝標準-P7-C70-2.52.1 之規定可知，欲將屋外電氣設備線路，由地下引入至屋內時，則該引入線至少需埋設於地下或樓板下 5 cm，即如圖 4-41 所示，以維護住戶用電安全，同時改善線路佈設美觀。

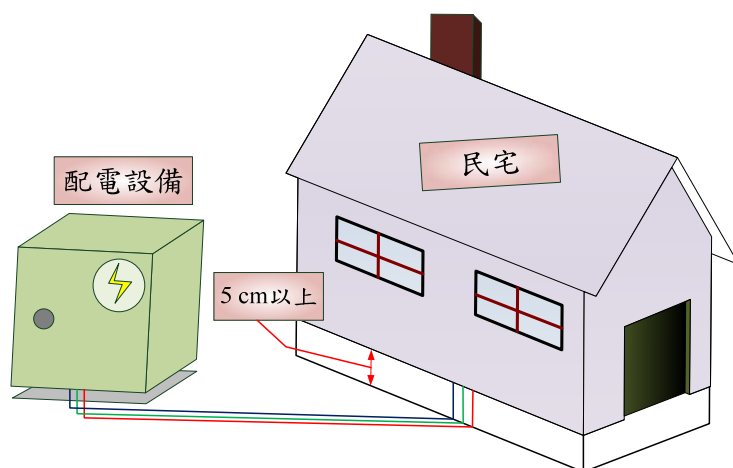


圖 4-41 線路裝設於屋內地板下之示意圖

4-4-3 英國地區電力公司設置配電設備之規範

英國國家電網(National Grid Company, NGC)為管理英格蘭和威爾斯地區電力系統之機構，其中國家電網負責調度 400 kV 和 275 kV 高壓線路，整個英國國家電網由 7,000 km 長之高壓輸電線路和 200 多個變電站組成。另英國國家電網最高電壓等級為 400 kV，該電網再經由三回路 400 kV、一回路 275 kV 與一回路 132 kV 之線路與英格蘭電網進行併聯，其中由英格蘭至英國國家電網為雙回線 400 kV 之線路，且經降壓後再與英國國家電網之 275 kV 系統互聯。又英國國家電網之負載中心位於南部地區，而電網北部與蘇格蘭之電網需有足夠電力可南送，故其電網潮流方向主要為北電南送。

此外，英國國家電網之營業範圍由英格蘭及威爾斯地區至蘇格蘭地區等地區，其中英格蘭及威爾斯地區之地理環境較臺灣類似，且人

口密集度及生活形態亦較臺灣雷同，故本計畫將針對英格蘭及威爾斯地區之配電變壓器裝設地點與民宅距離或其它設施間隔距離等問題進行探討，並探討分析英國國家電網之相關規範。表 4-14 為英國架空線路與地下線路之設置情形，其中架空線路多應用於 650 V 以上之供電電壓，而地下化線路則以低於 650 V 為主。又為期美化都會市容，人口較密集之都會區，則以架設地下化電氣設施為供電媒介，其詳細內容可參考附錄 C-5 所示[37]。

此外，英國國家電網對於居家電力線與電氣設備設置規範之制定，乃依據供電或輸送電壓之層級，分別規定線路與建築物之間距，以防止感電事故之發生，其中依據線路傳輸電壓之不同，分別有不同之架設規範，且相關之限制規範，如表 4-15 所示。由表可知，線路電壓分為 4 種電壓等級，依序為 400 kV 至 275 kV、132 kV 至 66 kV、33 kV 至 6.6 kV 與 400 V，其中 400 kV 至 275 kV 與 132 kV 至 66 kV 之電壓等級與建築物有其距離規範，而 33 kV 以下及配電端之電壓等級則無距離規範限制，相關規範內容可參考附錄 C-6 所示[38]。

表 4-14 英國地區架空線路與地下線路之設置情形

電壓等級	線路種類 (km)	
	架空線路	地下化線路
400 kV	9,520 km	303 km
275 kV	3,626 km	444 km
132 kV	16,927 km	2,558 km
66 kV	3,289 km	1,137 km
33 kV	22,213 km	13,137 km
22 kV	5,576 km	2,541 km
11 kV	131,913 km	95,170 km
超過 650 V	2,059 km	16,442 km
低於 650 V	63,278 km	245,541 km

表 4-15 各架空線路電壓與建築物之最小間隔範圍

線路電壓	與建築物水平間距
400 kV 及 275 kV	60 m
132 kV, 110 kV 及 66 kV	30 m

4-4-4 英國各地區配電變壓器之設置情形

茲將英國地區設置配電變壓器情形分為桿上變壓器之附屬設施與亭置式變壓器之設置，分別進行探討，同時針對劍橋地區、牛津地區、倫敦地區與坎特伯里地區設置地域進行討論。

A. 英國劍橋地區配電變壓器之設置情形

圖 4-42 為英國劍橋地區民宅旁電桿之設置狀況，電桿所架設之位置與民宅相近。



圖 4-42 英國劍橋郊區民宅旁之電桿實照

B. 英國牛津地區配電變壓器之設置情形

圖 4-43 為英國牛津地區電桿實際設置情況，由圖可知，此電桿架設情形符合英國國家電氣安裝標準-P7-C70-9.521.1.8 之規範，架空線路需設置於離地面至少 3.5 m 以上。



圖 4-43 英國牛津郊區電桿架設之實照

C. 英國倫敦地區配電變壓器之設置情形

圖 4-44 為將亭置式變壓器裝置於私人領域並加裝圍籬進行隔離保護之特殊情況，而由電力法-P4-6.1 之土地權利規範可知，當電氣設備設置於私人領域，如若需進行電氣設備維護或相關設施汰換時，必須得到該用戶之同意。



圖 4-44 英國倫敦郊區亭置變壓器之設置實照

4-4-5 本節總結

本節已摘錄英國電力法、道路施工法、國家電氣安裝標準及居家電力線與電氣設備規範等 4 種類型規範，所蒐集之法規條例與標準共 938 條，其中說明英國政府及電力公司對相關電氣設施裝置方式及配

電設施與建物間距等相關法源規範與規定，同時亦摘錄約 9 條之規範供電力公司參考，並輔以電氣設施實際安裝相片說明英國電力法、道路施工法、國家電氣安裝標準及居家電力線與電氣設備規範，研究結論列述如下：

1. 由英國電力公司之介紹可知，英國配電系統之電壓層級為 132 kV、33kV 及 11 kV，而低壓網路之接線方式與供電電壓，則常採用三相四線式 400/230 V 供電。
2. 英國電力法與道路施工法分別探討配電設備設置方式與其主管單位之責任歸屬，並提到施工規劃與住戶之關係，亦即當電力公司設置電氣設備於道路或橋面時，需經該單位主管機關同意後，方可設置，同時若設置電氣設施於民宅或私人領域時，擬進行電氣維護或更換時，需得到該用戶之同意後方可進行電氣設施維護。
3. 英國國家電網對於各線路與建築物之間隔範圍進行規範，如表 4-15 所示，此可作為電力系統配電變壓器選址及設置方式之參考。
4. 英國國家電氣安裝標準對道路旁公共設施與架空設備間之距離進行規範，相關間距之規範摘錄如表 4-16 所示，可作為電力公司制定電氣設施與公共設施間距規範之參考。

表 4-16 英國國家電氣安裝標準對公共設施與架空設備間距之規範

對象	規範內容
道路旁裝置公共設施及其附屬設施	需與架空電桿及線路至少需有 1.5 m 以上之間隔距離。 [英國國家電氣安裝標準-P5-C55-9.10]
設置於電桿上之電氣設備	至少需離地面 2.5 m 以上。 [英國國家電氣安裝標準- P5-C55-9.10.3.1]
裝設於道路旁之配電設備	可設置防撞設施與警示標語等保護措施。 [英國國家電氣安裝標準- P5-C55-9.10.3.1]
架空線路之設置準則	當低壓(單相 230V 或三相 400V)配電架空線穿越車道時，至少需離地面 6 m 以上；若設置於其它區域，則至少需離地面 3.5 m 以上。 [英國國家電氣安裝標準-P7-C70-9.521.1.8]

5. 於所蒐集英國配電設施設置標準中，其對配電設備之設置方式及配電設施與其它設施或建築物之間距進行規範，如表 4-17 所示。

表 4-17 與本計畫研究議題相關之英國規範部分內容摘要

對象	規範內容摘要
電氣設備設置於道路或橋面	<ul style="list-style-type: none"> ● 需經過該單位主管機關同意。 [電力法-P4-2.2]
民宅或住戶私人領域	<ul style="list-style-type: none"> ● 進行電氣維護或更換，需得到用戶同意。 [電力法-P4-6.1] ● 施工經過住戶私人土地時，需得到住戶同意。 [道路施工法-P8-4.4]
線路與其它設施間距	<ul style="list-style-type: none"> ● 電壓等級為 33 kV(含)以下之線路，則未規範距離。 [英國電網居家電力線與電氣設備規範] ● 道路旁公共設施需與架空電桿及線路至少距離 1.5 m 以上之間隔。 [國家電氣安裝標準-P5-C55-9.10] ● 桿上配電設備至少離地 2.5m 以上，而亭置式配電設施建議可設置防撞設施與警示標語等保護措施。 [國家電氣安裝標準-P5-C55-9.10.3.1] ● 低壓(單相 230V 或三相 400V)配電架空線需與車行道距離 6 m 以上，且於其它地區則需距離地面 3.5 m 以上 [國家電氣安裝標準-P7-C70-9.521.1.8]

4-5 日本地區電力系統之概況

日本全國共有十家電力公司供應全日本之用電，此十家電力公司分別為北海道電力公司、東北電力公司、東京電力公司、北陸電力公司、中部電力公司、關西電力公司、中國電力公司、四國電力公司、九州電力公司及沖繩電力公司，各電力公司之供電範圍，如圖 4-45 所示。日本地區之電力系統頻率可分為 60 Hz 及 50 Hz，其中北海道電力公司、東北電力公司及東京電力公司之電力系統頻率為 50 Hz，其餘七家電力公司之系統頻率則為 60 Hz。此兩種電力頻率可於新信濃、佐久間及東清水等三個頻率轉換所執行頻率轉換，以達成系統互聯，其中新信濃頻率轉換所之最大轉換電能為 60 MW，而佐久間頻率轉換所之最大轉換電力為 30 MW，東清水頻率轉換所則為 10MW，

故總計約可處理 100 MW[39]。圖 4-46 為日本東京電力公司之電力系統架構示意圖，其中輸電端之電壓等級由高至低排列可分為 500 kV、275 kV、220 kV、187 kV、154 kV、110 kV、77 kV 及 66 kV，而配電端之電壓等級則可分為 22 kV、6.6 kV 及 200/100 V[40] 而相關規範之原文，可參閱附錄 D-1。

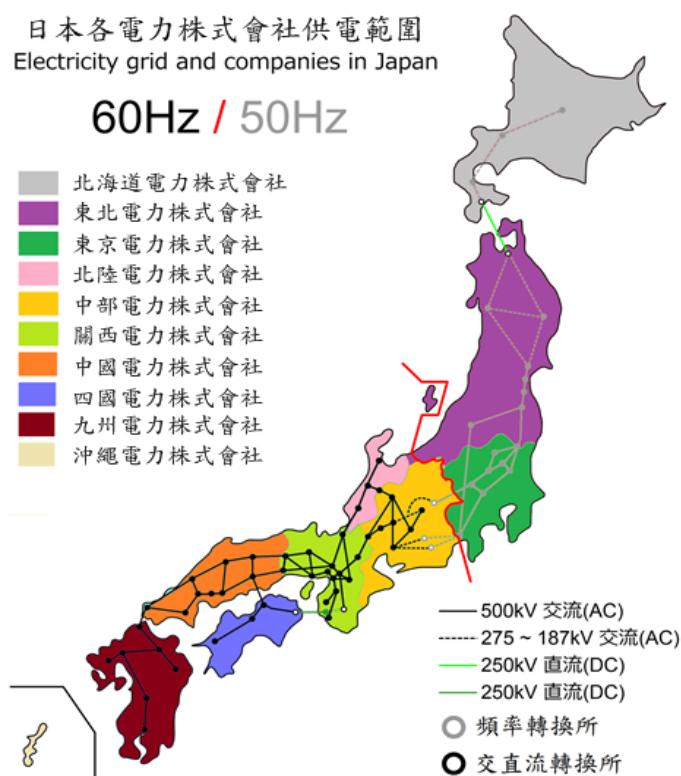


圖 4-45 日本地區各電力公司之供電範圍與系統概況

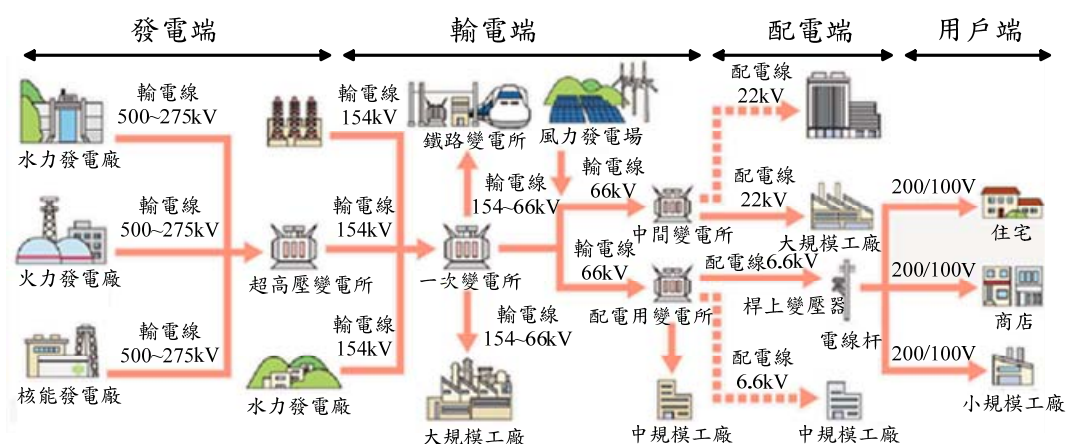


圖 4-46 日本東京電力公司之電力系統架構示意圖

至於日本東京地區配電系統之接線方式，則可分為 3 相 3 線式 22 kV、3 相 3 線式 6.6 kV、3 相 3 線式 220 V 及單相 3 線式 200/100 V 供電，且配電電壓 22 kV 與 6.6 kV 分別採用阻抗接地方式與非接地方式[40-41]。又九州地區配電系統接線方式如表 4-18 所示，其可分為其 3 相 3 線式 22 kV 阻抗接地方式、3 相 3 線式 22 kV 非接地方式、3 相 3 線式 6.6 kV 非接地方式，其中燈力用電之接線方式可分為單相 3 線式 220 V 及單相 2 線式 200/100 V，而動力用電之接線方式則為 3 相 3 線式 200/100 V 及單相 2 線式 200/100 V 供電，另燈力併供則為 3 相 4 線式 200/100 V 供電[42,54]。上述相關規範之原文，請參閱附錄 D-1 及 D-2 之說明。

此外，日本地區對於規劃配電系統與其相關配電設備之設置，均根據日本政府所制定之法源及日本電力公司內部作業要點(辦法)，予以設計配電系統及安置配電設備，其中所依據之法源及規範涵括 1) 電氣事業法；2)道路法；3)無桿化政策之推廣計畫；4)道路占用許可標準；5)電線共同管溝整備手冊；6)系統規劃準則，因此本節闡述說明日本地區相關主管機關、日本地方政府及日本電力公司所制定設置相關配電設備之法源及規範，以供國內電力公司參考之用。

表 4-18 九州電力公司配電系統電壓等級與接線方式

配電電壓等級	區分	接線方式	頻率
22 kV	地面	3 相 3 線式、阻抗接地方式	60 Hz
	架空	3 相 3 線式、非接地方式	
6 kV	地面/架空	3 相 3 線式、非接地方式	
200/100 V	燈力	單相 3 線式	
		單相 2 線式	
	動力	3 相 3 線式	
		單相 2 線式	
	燈力併供	3 相 4 線式	

4-5-1 日本地區國家級法規之電業規範

日本政府機關制定電氣事業法、道路法及無桿化政策之推廣計畫等法規與規範，以提供電力工程人員規劃配電網路與設置相關配電設備之用，相關規範摘錄說明如下[43-46]：

A. 電氣事業法

日本政府機關制訂電氣事業法，以規範所有電氣相關業務，及合理妥善管理電力工業，並保障電力用戶之權益、提升電力工業之健全發展，期以確保公共安全及環境保護之目標。另關於電氣事業法之規範內容，則概括電氣事業、電力設施、土地使用及罰則，其中有關土地使用之規範概述如下，而相關規範之原文，可參閱附錄 D-3。

由電氣事業法-65.1 之規範可知，若一般電氣事業者、一般電力企業供電業務欲於道路、橋、溝、河川、堤防或其它公共土地安裝電線線路，需經由道路主管機關之許可，方可安裝。

B. 道路法

道路法由日本國土交通省交通部所制定，其制定目的為促進道路發展，並規範道路之建設、管理、維護及費用等相關事宜，期能有助於提升交通發展之貢獻及改善公共福利。其中有關道路之相關規範原文，可參閱附錄 D-4。又由道路法-32.1 之規範可知，欲將電桿、電線、變壓器室、郵筒、公共電話亭及廣告看板等公共設施或電氣設施設置於道路上時，需取得道路主管機關之許可，方可設置上述設施。

C. 無桿化政策之推廣計畫

日本地區為解決道路旁電桿林立所造成人行道及腳踏車道空間不足，以及天災造成之電桿倒塌及停電事故、交通指示牌遮蔽、車輛碰撞電桿及電線走火事件頻傳等問題，致使日本國土交通省道路局執行無電桿化之推動計畫，即如附錄 D-5 所示，其中依無桿化政策之推

廣計畫-C2 內容可知，該推廣計畫之主要宗旨為 1)確保安全、舒適交通空間、2)強化都市災害預防、3)改善都市景觀及 4)提高通信網路之可靠度，並根據無桿化政策之推廣計畫-C3-2 制定的原則或要求，進行選擇優先執行之地區[45]：

- (a) 路線要求：汽車或行人使用頻率高之主要道路。
- (b) 應用要求：凡屬於商業區、商業區毗鄰區域、住宅區或歷史文化保護街道和其它特殊需求等。
- (c) 相關事務要求：配合土地重劃、市區再開發事業及通行無障礙化等相關事業之推動。
- (d) 景觀要求：配合地區景觀改善而必須無電桿化者。

此外，由東京都無桿化政策-C5-2 之規範可知，於東京地區優先施行無桿化地區涵括東京地區市中心之核心地區、火車站周遭地區、緊急運輸道路、道路綠化執行之地點，以及各市區需無桿化地區，惟上述之人行道寬度至少需為 2.5 m，方可執行無桿化[46]。圖 4-47 為東京電力公司配電網路總長度之成長情形，其中此配電線路總長度之統計值，係涵括高低壓網路之架空線路與地下線路，而由截至 2011 年之統計資料可知，東京電力公司於 2011 年之總配電長度約為 104.1 萬公里。圖 4-48 即為日本東京 23 個地區及東京電力公司供電範圍之無桿化推動成果，其中截至 2011 年東京地區地下化之統計可知，東京 23 個地區之無桿化比例約為 45.8%，而東京電力公司整體供電區域之無桿化比例約為 9.8%，且配電地下化程度有逐年上升之情形，即如附錄 D-6 所示[47]。

另日本沖繩地區開發建設部道路管理課亦針對無桿化政策之推廣計畫制定相關規範，如無桿化之策畫、無桿化之策畫問題及解決對策等，而目前沖繩地區無桿化推廣計畫第一期(1986 年)至第五期(2008

年)之配電地下化線路長度已完成 103.98 km。值得注意的是，由沖繩地區無桿化政策之推廣計畫-C4-2.3 之內容可知，日本政府施行無桿化推廣計畫之電線共同管溝整備費用，係由地方政府、道路主管機關及電力公司共同負擔，且各單位負擔費用比例，如表 4-19 所示。由表可知，電線共同管溝整備費用可分為電線共同管溝、變壓器及電線、民宅引入設備及電桿與架空線移除等部分之費用，其中道路主管機關所承擔電線共同管溝費用約占 55%之總費用，而電力公司則需負擔電線共同管溝、變壓器及電線、民宅引入設備及電桿與架空線移除

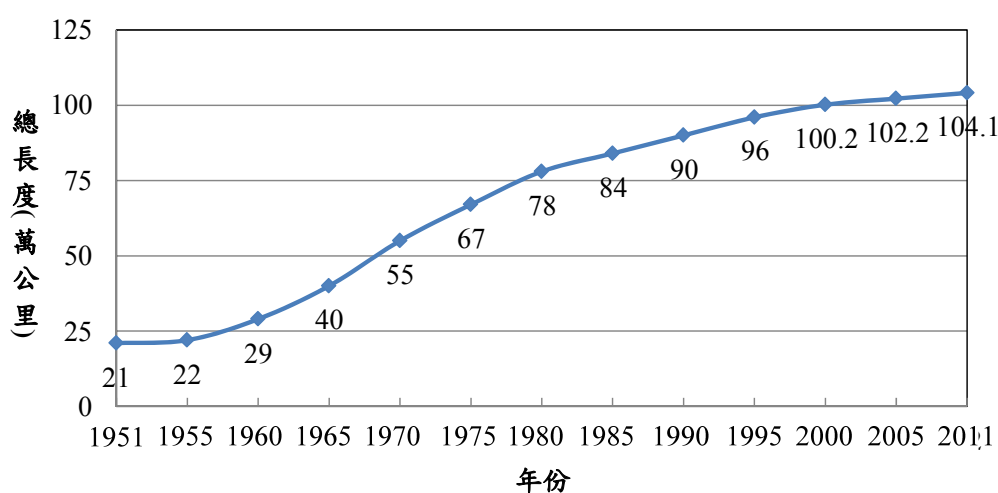


圖 4-47 日本東京電力公司整體配電網路之線路總長度

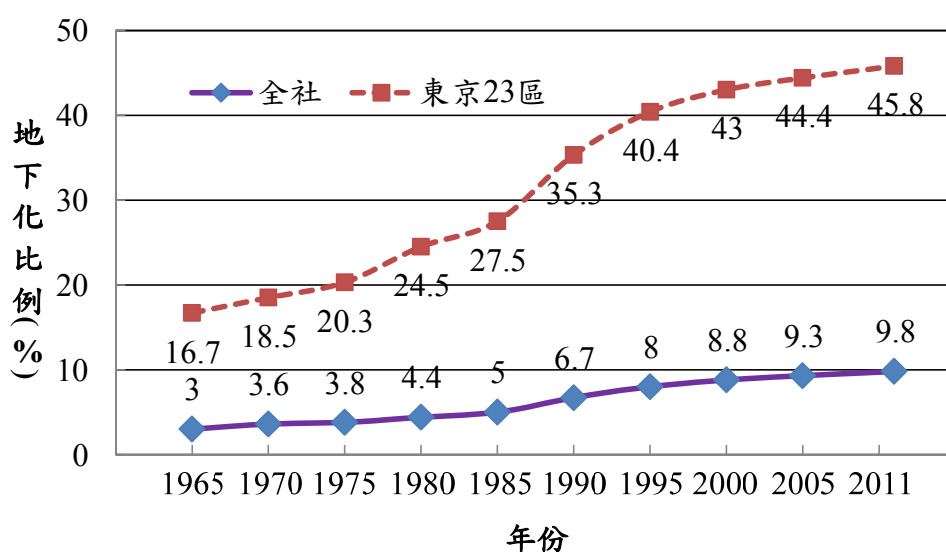


圖 4-48 日本東京 23 區及東京電力公司供電範圍之配電地下化比率

表 4-19 沖繩地區無桿化之第六期整備費用支出表

電線共同管溝整備費用(600)					
電線共同管溝 (350)		變壓器及電線 (210)	民宅引入設備 (5)		移除電桿及 架空線 (35)
道路主管機關 (330)		電力公司 (20)	電力公司 (210)	電力公司 (2.5)	地方政府 (2.5)
國家補助 (165)	道路主管機關 (165)				
					電力公司 (35)

註：單位為百萬日圓/km・每一側

等費用，其負擔之費用約占總無桿化經費之 44.5%。又地方政府則需負責民宅引入設備之費用，約占總工程經費之 0.5%。此外，根據沖繩地區無桿化政策之推廣計畫-C4-1.3 的規範內容可知，倘若欲於非實施無電桿化之規劃地點申請配電網路地下化時，則申請者需全額負擔建造費用，其相關規範之原文，列如附錄 D-7 所示[48]。

4-5-2 日本地區地方政府設置配電設施之規範

日本地區地方政府訂定道路占用許可標準之目的，乃在於規範所有擬設置於道路之設施，其占用道路之許可標準，需以不影響既有道路之功能為準，並期以提供良好道路環境為目標。換言之，若公共設施設置於道路或人行道旁時，需依據道路占用許可標準予以設置。本節說明東京地區、東京附近城市及中電附近城市之道路占用許可標準，分別如附錄 D-8 至附錄 D-10 所示，相關條文摘錄如下[49-51]：

A. 由東京地區道路占用許可標準-1.1.1 至 1.1.3 之規定可知，當公共

設施設置於日本東京道路時，需依下列標準選擇設置地點：

- (a) 設置地點之選擇原則，以腳踏車道、人行道及人行道側邊為主。
- (b) 人行道寬度應為待設設施有效寬度三分之二以上或人行道寬度需為1.5 m以上。
- (c) 不可將電桿、交通號誌、道路標誌、消防栓標誌及拱廊設置於下

列規定之位置及範圍內。

- (1) 於人行道路口、消防栓、十字路口、交通號誌燈、道路標誌及消防栓標誌 5 m 範圍內，均不得設置任何公共設施。
- (2) 距離天橋出入口及地下道路出入口 5 m 範圍內，均不得設置任何公共設施。
- (3) 距離公車停車地點、橋、隧道及馬路路口 10 m 範圍內，均不得設置任何公共設施。

B. 由東京地區道路占用許可標準-2.1 之規定可知，係對電桿設置方式進行規範，需依下列規定設置：

- (a) 無人行道之道路，若其路寬為 10 m 以內時，可將桿上變壓器設置於道路同一側。
- (b) 桿上變壓器欲設置於同一條道路，需採共同架設方式設置。
- (c) 本項規定並不適用於立體交叉之道路，亦即甲道路往地下穿越並橫越乙道路或兩條平行之高架道路，於此並不適用該規範。

C. 於東京地區道路占用許可標準-2.2 之規範中，係規定架空線之架設條件，需依下列規定辦理：

- (a) 電線高度距離路面車用道路至少需 5 m 以上，距離人行道則為 3 m 以上。此外，若線路橫越路邊行道樹，則以不妨礙行道樹為原則。
- (b) 禁止電線橫跨高架道路。若具有必須橫跨之處，則不在此限。
- (c) 在共用天線電視(CATV)及有線音樂廣播業等線路周遭，原則上不架設架空線路。

D. 於東京地區道路占用許可標準-4 之規範中，係規定亭置式變壓器需依下列規定設置：

- (a) 亭置式變壓器需選擇設置於人行道或一般道路廣場旁，且設備安裝之方式需與道路呈平行。

(b) 相關設備設置於人行道之長寬高尺寸，需依表 4-20之規定辦理。

表 4-20 設備設置於人行道上之尺寸限制

人行道寬度	設備長度	設備寬度	設備高度
4.5 m以上	1.6 m以下	1.1 m以下	2.5 m以下
3.5 m以上	1.3 m以下	0.8 m以下	2.5 m以下
未滿3.5 m	1.1 m以下	0.45 m以下	1.5 m以下

E. 東京附近城市道路占用許可標準-第 1 號物件-桿類之規範內容，則規定電桿設置方式，並需依下列規定辦理：

- (a) 電桿之設置地點，應設置於法律規範之位置或公共設施帶。若無法律規範之位置或公共設施帶，則需設置於道路旁。
- (b) 當電桿設置於具有人行道之道路、法律規範之位置、公共設施帶或道路旁等場所時，若上述場所有植栽設施帶，則需將電桿設置於植栽設施帶之中央，並需離汽車道與人行道之邊界距離至少 0.25 m 以上；反之，若上述場所或人行道無植栽設施帶，則電桿需設置於離人行道之邊界距離至少 0.25 m 以上，並以不妨礙行人通行為原則。
- (c) 同一線路中的電桿需設置於道路之同一側，且各電桿之間距需保持 8 m 以上，但本規定並不適用於十字路口及轉彎(轉角)之處。
- (d) 電桿設置於無人行道之道路時，需設置於道路同一側，禁止將其架設於無人行道道路之路口、連接處及轉彎處。

F. 東京附近城市道路占用許可標準-第 1 號物件-線類之規範中，則規定高壓電線及低壓電線之設置方式，並需依下列規定辦理：

- (a) 配線高度需高於路面 5 m 以上(若為穿越區域，則需 6 m 以上)。若線路架設不妨礙交通或其它建設時，則不在此限。
- (b) 當電線穿越天橋時，需滿足以下項目：
 - (1) 低壓線路需高於路面 3 m 以上，而高壓線路則需高於 3.5 m

以上。

(2) 高低壓線路架設地點，以不妨礙故障維修為原則。

(3) 高低壓線路之架設數量，以不妨礙景觀為限。

G. 東京附近城市道路占用許可標準-第 1 號物件-建物類之規範，則規定亭置式變壓器之設置方式，且需依下列規定施行：

(a) 當亭置式變壓器設置於具有人行道之道路、法律規範之處所、公共設施帶等地區時，若上述地區有植栽設施帶，則可優先將亭置式變壓器設置於人行道植栽設施帶的中央，並需離汽車道與人行道之邊界距離至少 0.25 m 以上，即如圖 4-49 所示。

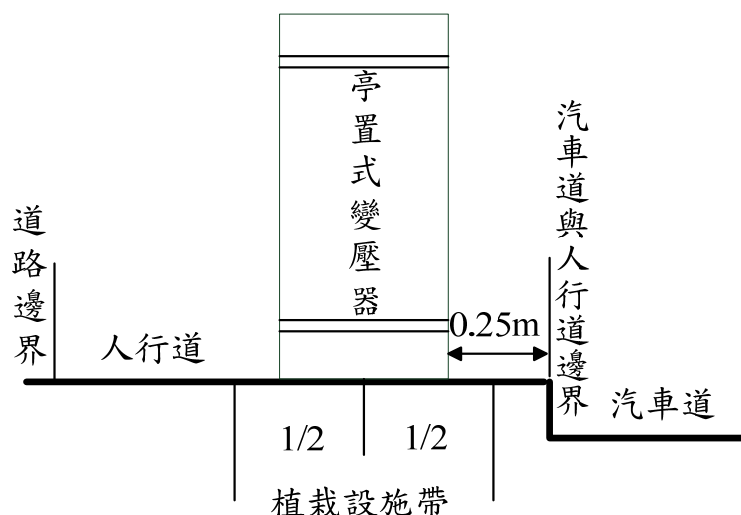


圖 4-49 亭置式變壓器設置於植栽設施帶之示意圖

(b) 若人行道無植栽設施帶，則亭置式變壓器需架設於離汽車道與人行道之邊界距離至少 0.25 m 以上，即如圖 4-50 所示，並以不妨礙行人通道為原則。

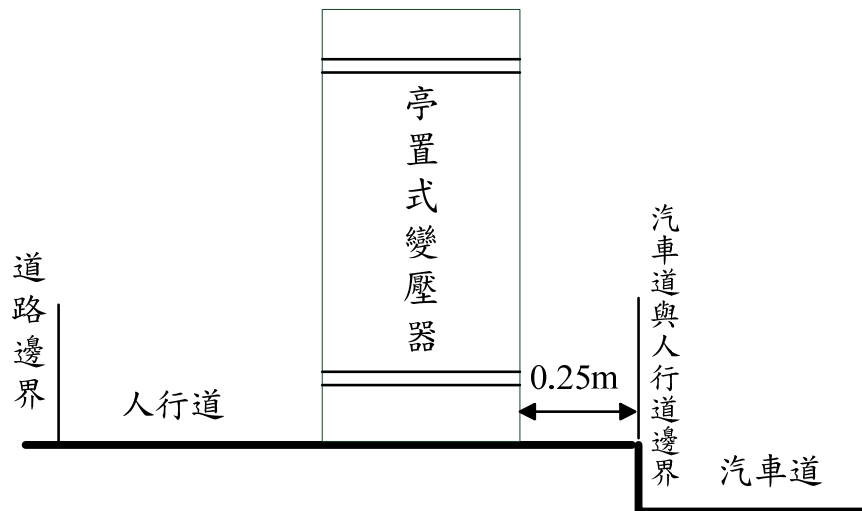


圖 4-50 亭置式變壓器設置於無植栽設施帶之示意圖

H. 中電附近城市道路占用許可標準-1.1 之規範，係規定電桿設置方式需依下列規定辦理：

- (a) 都會區內之主要幹道以地下化為原則。
- (b) 設置地點之選擇原則，以最靠近道路邊界之位置為優先選擇。
- (c) 同一線路中的電桿需設置於道路之同一側，且各電桿間之距離需保持 8 m 以上，但本規定並不適用於十字路口及轉彎(轉角)之處。
- (d) 電桿禁止設置於無人行道之道路路口、連接處及轉彎處。
- (e) 電桿需與人行道路口保持 6 m 以上之距離。
- (f) 電桿設置地點以不影響火災警報器、道路標誌、消防栓等功能為優先選擇。
- (g) 應設置於對鄰近住戶妨礙最小之處所。

I. 中電附近城市道路占用許可標準-1.4 之規範，則規定架空線之設置方式需依下列規定辦理：

電線高度需距離路面至少需 5 m 以上。但若於具有人行道之道路，則電線高度需高於人行道路面至少 2.5 m 以上。

J. 中電附近城市道路占用許可標準-1.8 之規範，則規定亭置式變壓

器設置方式需依下列規定辦理：

- (a) 設置地點需與汽車道之邊界距離至少 0.25 m 以上。
- (b) 禁止設置於十字路口、連接處及轉彎處。
- (c) 所設置地點應儘量降低對民眾造成影響。

4-5-3 日本地區電力公司配電設備之設置規範

為瞭解日本地區電力公司於設置配電設備之相關規範，本節列舉說明東京電力公司及九州電力公司之作法，俾作為本計畫研究參考之依據。茲將東京電力公司及九州電力公司之相關規範，說明如下：

A. 東京電力公司

日本東京電力公司(Tokyo Electric Power Company, TEPCO)於1951年創立，且該公司供電範圍主要為東京都、神奈川縣、埼玉縣、千葉縣、栃木縣、群馬縣、茨城縣、山梨縣及靜岡縣等區域，如圖 4-45 所示[40]。東京電力公司擁有核電廠、火力、水力、風力及地熱能等發電廠，其火力電廠之總發電量為 39.14 GW，此係該公司之主要電力來源。

此外，日本東京電力公司配電電壓等級可分為特高壓(22 kV)、高壓(6.6kV)及低壓(200/100 V)，而架空線高低壓與地下線路之安裝距離截至 2012 年 3 月統計，架空線路總長度分別為高壓線路 440,979 km 及低壓線路 567,397 km，而地下線路總長度分別為高壓線路 30,017 km 及低壓線路 2,791 km，如表 4-21 所示[52]。由表可知，目前該公司架設之配電網路仍以架空線方式為主。另表 4-22 及表 4-23 分別為東京電力公司配電變壓器與支撐物之安裝總數量，其中所安裝之變壓器可分為桿上型及亭置式，而桿上型變壓器之設置總數約為 2,156,424 具，設置總容量約為 67,677,230.5 kVA[52]。至於地下型變壓器之安裝總數約為 270,777 具，總裝置容量約為 25,277,000 kVA，即如附錄



圖 4-51 日本東京電力公司供電範圍之示意圖

表 4-21 東京電力公司高低壓配電線路之總長度

項目	架空線	地下線路	合計
高壓(6.6kV)	440,979	30,017	470,996
低壓(200/100 V)	567,397	2,791	570,188
總計(km)	1,008,376	32,808	1,041,184

表 4-22 東京電力公司配電變壓器之安裝總數量

項目	變壓器		
	桿上型	亭置式	合計
個數	2,156,424	270,777	2,427,201
總容量(kVA)	67,677,230.5	25,277,000	92,954,230

表 4-23 東京電力公司配電變壓器之支撐物安裝總數量

項目	支撐物			
	鐵塔	混擬土柱	鐵柱	木柱
個數	63	5,732,220	86,883	14,349
總計	5,833,515			

D-1 所示。由此可知，日本東京電力公司所屬供電範圍之配電線路架設方式，仍以架空線路為主要設置方式。

此外，於日本政府推動無桿化之推廣計畫時，日本東京都建設局則有規劃東京都電線共同管溝整備計畫，且相關線路安裝示意圖繪如圖 4-52 及圖 4-53 所示[53]。由圖可知，電線共同槽(電力低壓管)需設置於地面下 100 mm 處，街路燈所用之電力低壓管與電力高壓管則均需設置於地面下 470 mm 處，而電力用戶所使用之共用 FA 管則設置於地面下 600 mm。至於原文之說明，請參閱附錄 D-1。

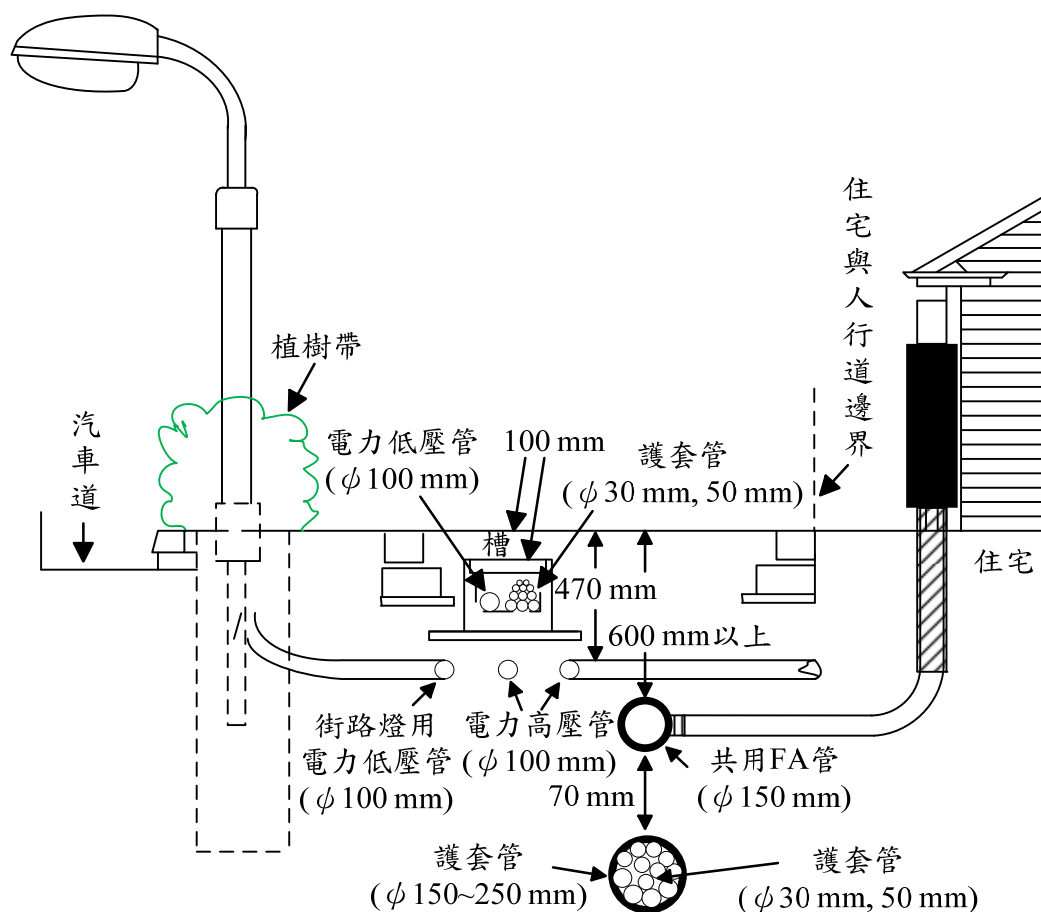


圖 4-52 電線共同管溝示意圖

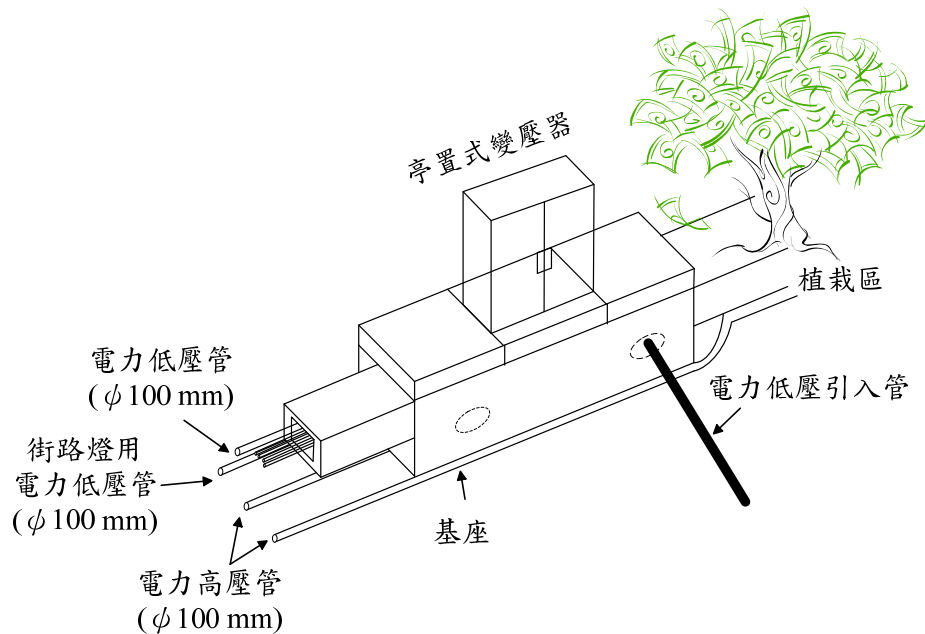


圖 4-53 亭置式變壓器之線路安裝示意圖

B. 九州電力公司

日本九州電力公司(Kyushu Electric Power Company, Incorporated)總部位於福岡縣福岡市，圖 4-54 為此電力公司之供電範圍示意圖，由圖可知，該電力公司提供福岡縣、大分縣、宮崎縣、鹿兒島縣、佐賀縣、長崎縣、熊本縣等七個縣之電力需求[54]。至於九州電力公司之發電廠，則除火力發電、水力發電及核能發電外，同時積極拓展諸如風力、太陽能及地熱等再生能源之使用，即如表 4-24 所示，其中地熱發電機組之總裝置容量已較風力及太陽能高[54]。

日本九州電力公司於規劃架空線路及地下輸電線路之佈設路徑，乃依據該公司內部制訂之規劃準則-C6.8-1 至 C6.8-2 的規範內容進行設計配置，其中於興建架空線路及地下傳輸線路之路徑規劃上，均將都市及電網之發展、自然環境與社會環境之影響、技術層面及成本納入考量，以期達成架空電線與地下輸電線路之最佳規劃路徑，且詳細說明可參閱附錄 D-2[54-55]。



圖 4-54 日本九州電力公司之供電範圍示意圖

表 4-24 日本九州電力公司各類發電機組之概況

發電種類	數量(所)	裝置容量(MW)
水力發電	142	3,582
火力發電	9	11,180
地熱發電	6	212
天然氣	34	399
核能發電	2	5,258
風力發電	2	3
太陽能發電	1	3
總計	196	20,137
購買電力	-	2,996
總和	-	23,132

4-5-4 日本地區配電變壓器之設置實照

本節介紹日本九州福岡地區與日本中國下關地區配電變壓器之實際情況，並輔以日本地區各地方政府制訂之道路占用許可標準，予以說明配電變壓器之設置情形。

A. 日本九州福岡地區實際配電變壓器之設置狀況

圖 4-55 及圖 4-56 分別為日本九州福岡地區亭置式變壓器設置於人行道及腳踏車道之實際情形，此種設置方式符合道路占用許可標準，亦即當亭置式變壓器設置於無植栽設施帶之人行道時，則亭置式變壓器需與人行道邊界相距 0.25m 以上。

另當亭置式變壓器設置於汽車道或人行道之植栽設施帶時，則需將亭置式變壓器設置於植栽設施帶之中央，並需與汽車道或人行道邊界間隔 0.25 m，即如圖 4-57 及圖 4-58 所示。至於日本九州福岡地區於設置桿上變壓器之選擇上，同樣係以設置於道路旁之植栽設施帶及人行道無植栽設施帶為主，且均需離汽車道或人行道之邊界距離至少 0.25 m 以上，並以不妨礙行人通行為原則，即如圖 4-59 及圖 4-60 所示。



圖 4-55 日本九州福岡地區亭置式變壓器設置於人行道



圖 4-56 日本九州福岡地區亭置式變壓器設置於腳踏車道



圖 4-57 日本九州福岡地區亭置式變壓器設置於汽車道植栽帶



圖 4-58 日本九州福岡地區亭置式變壓器設置於人行道植栽帶



圖 4-59 日本九州福岡地區桿上變壓器及其附屬設施設置於巷道



圖 4-60 日本九州福岡地區桿上變壓器設置於汽車道與人行道間

B. 日本中電下關地區實際配電變壓器之設置狀況

圖 4-61 至圖 4-65 為日本中電下關地區亭置式變壓器之實際設置情形，由圖可知，一般亭置式變壓器常設置於人行道邊緣處，且需與汽車道邊界間隔 0.25 m，而當亭置式變壓器設置於腳踏車道旁，則需於配電變壓器兩側設置警示桿。至於日本下關地區桿上變壓器及其附屬設施則常設置人行道植栽區或道路旁，而若將電桿設置於民宅旁時，則以不干擾民眾出入為原則，且桿上變壓器及其附屬設施實際之

設置情形，則如圖 4-66 至圖 4-68 所示。由此可知，日本地區於設置配電變壓器時，均儘量將配電變壓器設置於植栽區域及人行道，並以不阻礙行人或民眾出入為原則。



圖 4-61 日本中電下關地區亭置式變壓器設置於腳踏車道旁



圖 4-62 日本中電下關地區亭置式變壓器設置於人行道旁

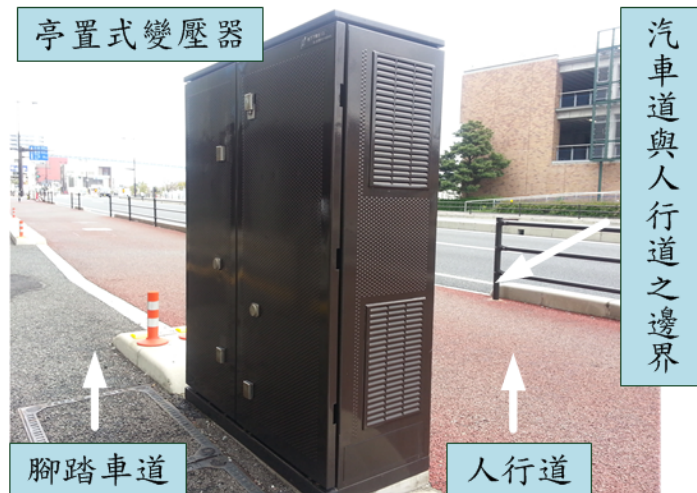


圖 4-63 日本中電下關地區亭置變壓器設於人行道與腳踏車道間



圖 4-64 日本中電下關地區亭置式變壓器設置於民宅門口



圖 4-65 日本中電下關地區亭置式變壓器設置於人行道旁



圖 4-66 日本中電下關地區桿上變壓器設置於汽車道與人行道間



圖 4-67 日本中電下關地區桿上變壓器設置於民宅旁



圖 4-68 日本中電下關地區桿上變壓器設置於路口轉彎處

4-5-5 本節總結

本節已摘錄說明日本電力系統概況、日本政府相關主管機關所制定之電氣事業法(256 條)、道路法(196 條)、道路局無桿化政策推廣計畫(6 章節)、東京地區(7 章節)及沖繩地區(5 章節)之無桿化政策推廣計畫、東京地區(38 條)、東京附近城市(46 條)及中電附近城市(24 章節)之道路占用許可標準、電線共同管溝整備手冊(5 章節)、九州電力公司系統規劃準則(7 章節)等共計 10 種法源，其中與本計畫較相關之規範共約 2 章節及 22 條規範，並實際拍攝日本九州福岡地區與日本中國下關地區之相關亭置式變壓器與桿上變壓器之設置情況，所得結論概述如下：

1. 日本東京地區、東京地區附近城市及中電附近城市之道路占用許可標準中，均明確規範亭置式變壓器與桿上變壓器之設置地點與條件，如表 4-25 所示。由表可知，於桿上與亭置式變壓器之選址上，均儘量將配電變壓器設置於人行道或道路植栽區域之中央，倘若無植栽設施帶可供選擇，則配電變壓器可設置於人行道上，但需距離汽車道與人行道邊界至少 0.25 m 以上，且已規定桿上變壓器及亭置式變壓器不得設置道路路口、道路連接處及轉彎處。

表 4-25 道路占用許可標準之統整表

規範事項	規範標準
線路與民宅距離	未規範
架空線離地距離	車行道 5 m；人行道 3 m (若為穿越區域，則需 6 m 以上)
架空線地下化	人行道寬道至少 2.5 m 以上
電桿及亭置式變壓器於人行道之道路、法律規範之位置、公共設施帶及道路旁	(1)植栽設施帶：植栽設施帶中央，並離汽車道邊界 0.25 m 以上。 (2)無植栽設施帶：離汽車道邊界 0.25 m 以上。
電桿於人行道路口、消防栓、十字路口、交通號誌燈道路標誌、天橋出入口及地下道出口	5 m 以上
電桿於公車停車地點、橋及隧道	10 m 以上
道路路口、道路連接處及轉彎處	禁止

2. 日本地區之配電變壓等級為 22 kV、6.6 kV 及 200/100 V，系統頻率為 60/50 Hz。
3. 日本推動無桿化政策之目標為確保安全、舒適交通空間、強化都市災害預防、改善都市景觀及提高通信網路之可靠度。
4. 日本各相關法源規範中，均規範配電變壓器及配電設備之設置地點與方式，如表 4-26 所示。由表可知，安裝電線及電桿於道路時，均需取得道路主管機關之許可後，方可安裝，且選擇設置配電變壓器之地點，需儘量優先選擇道路旁、腳踏車道、人行道及人行道側邊為選址原則。

表 4-26 日本相關規範與準則之選址原則比較表

規範名稱	選址原則
電氣事業法	<ul style="list-style-type: none"> ● 安裝電線線路於道路、橋、溝、河川、堤防或其它公共土地，需經由道路主管機關之許可。 [電氣事業法-65.1]
道路法	<ul style="list-style-type: none"> ● 電桿、電線設置於道路上，需取得道路主管機關之許可。 [道路法-32.1]
無桿化之推廣計畫	<ul style="list-style-type: none"> ● 依路線要求、應用要求、相關事務要求及景觀要求作為優先執行地區。 [無桿化之推廣計畫-C3-2]
道路占用許可標準	<ul style="list-style-type: none"> ● 道路旁、腳踏車道、人行道及人行道側邊為選址原則。 ● 電桿以最靠近道路邊界之處為選址原則，並禁止設置於道路路口、道路連接處及轉彎處。 ● 亭置式變壓器設置於汽車道之邊界至少 0.25 m 以上，並禁止設置於道路路口、道路連接處及轉彎處。 ● 電線高度高於道路面及人行道路面分別至少需 5 m 與 2.5 m 以上。 [東京地區道路占用許可標準-1.1.1 與東京附近城市道路占用許可標準-第 1 號物件-建物類及線類]
系統規劃準則	<ul style="list-style-type: none"> ● 考量都市及電網之發展、自然環境與社會環境之影響、技術層面及成本。 [系統規劃準則-C6.8-1 至 C6.8-2]

5. 由日本九州福岡地區與日本中國下關地區之實際配電設備裝置情形可知，若於人口較密集之城市，配電設備設置以裝設亭置式變

壓器為主；反之，住宅區及狹小巷弄設置配電變壓器之情形，以裝設電桿為主。而無桿化架設之情形，則以電線共同管溝、屋簷及主要街道的背面為主。

4-6 韓國地區電力系統之概況

韓國地區之輸電系統涵括交流輸電系統及高壓直流輸電系統(HVDC)，其中交流輸電系統之電壓等級由高至低為 765 kV、345 kV、154 kV 與 66 kV，並以架空輸電線路或地下電纜作為電力傳輸媒介，而高壓直流輸電系統之輸送電壓則為 180 kV，此高壓直流輸電系統主要用於海底電纜。表 4-27 為韓國電力公司各年度輸電線路長度之統計表，其中 2011 年所統計之 154 kV 輸電線路總長度，分別包含 154 kV 輸電線路總長度 21,280 回路-km、66 kV 輸電線路總長度 251 回路-km 及 180 kV 高壓直流輸電系統之 231 回路-km，且於 2011 年所統計之地下輸電電纜總長度為 3,135 回路-km [56-57]。又韓國地區配電系統之電壓等級為 22.9 kV，且配電線路之架設方式，則係利用架空線路及地下電纜將電力傳送至用戶端，即如表 4-28 及表 4-29 所示，其中 2011 年所統計之配電線路，均為配電電壓為 22.9 kV 之配電系統，該年度所統計之地下配電電纜總長度為 37,141 回路-km [56-57]。另由表 4-29 可知，韓國地區目前配電系統之線路雖以架空線路為主，但對於首都首爾市等人口較密集區域，其配電系統地下化之情形，已有增加趨勢。

綜合上述可知，韓國地區對於配電網路之佈設與相關配電設備之設置，均依據韓國相關政府機關制定之法規及韓國電力公司內部作業要點(辦法)予以規劃設計配電網路與安裝配電設備。本章將於下節闡述說明韓國政府機關、大韓電氣協會及韓國電力公司所制定相關配電設施之安裝辦法，以供國內電力公司參考之用。

表 4-27 韓國輸電系統線路長度之統計表

電壓 \ 年度	1980	1990	2000	2009	2010	2011
765 kV (回路-km)	-	-	595	755	835	835
345 kV (回路-km)	2,044	4,935	7,281	8,552	8,580	8,653
154 kV~ (回路-km)	10,641	14,497	18,706	20,950	21,261	21,762
輸電線路總長度 (回路-km)	12,685	19,432	26,582	30,257	30,676	31,249

表 4-28 韓國配電系統線路長度之統計表

電壓 \ 年度	1980	1990	2000	2009	2010	2011
配電線路總長度 (回路-km)	122,919	231,263	351,264	420,258	428,259	435,549

表 4-29 韓國地區主要都市配電線路之電力傳輸統計表

種類 \ 都市	首爾	釜山	大邱	仁川	光州
架空電線(km)	157,571	73,313	55,182	72,881	32,742
地下電纜(km)	6,724	2,336	1,161	2,540	1,812
總數(km)	164,295	75,649	56,343	75,421	34,554

4-6-1 韓國國家級法規之電業規範

韓國政府對於電網之佈設與相關電氣設施之設置等，均制定相關法源規範與規定，亦即於電力法及都市設施規劃法中明文規定配電變壓器設置地點之選擇方式及設置空間土地取得之規範，以供韓國相關單位施行電氣設施安裝之用[58-59]。茲將韓國政府制定之電力法及都市設施規劃法等相關規範，摘錄說明如下，俾供電力公司參考之用。

A. 電力法

於韓國政府機關所制訂之電力法即為規範所有電氣業務，該法代表電力設備相關建設之母法，而制定此電力法之主要目的，乃在於促

進國內相關電力基礎建設與電力業務可健全發展，並維護電力用戶之權利，以期有助於國家經濟之發展[58]。至於電力法之規範內容，則包括電力設備安全、土地取得、電力設備遷移及罰則，其中有關土地取得之規範概述如下，而相關規範之原文，可參閱附錄 E-1。

電力法-87：電力公司於規劃電氣設施之設置位置時，需實地勘查與調查，且若需將電氣設施設置私人土地時，則需經協商及依據「公共事業土地取得及補償法」進行價購。

電力法-88：當電力公司於執行電氣設備之設置工程，且可能阻礙或影響私人土地之出入時，則電力公司應告知土地所有人未來施工期間將會占用之處，以維護與管理工程之安全，同時亦須徵詢土地所有權人之同意後方可施工。

電力法-89：當民眾要求電力公司將供應該用戶之電氣設施與線路遷移至它處，以免妨礙其地上或地下空間時，則申請遷移設施之民眾，應先與電力公司、其它土地所有人及相關單位協商。

電力法-90：當電力公司因執行相關電氣設施設置工程需臨時占用他人土地時，則可依「公共事業土地取得及補償法」進行相關補償措施。另當供電線路所行經之範圍可能造成他人損失時，需依線路實際占用之面積進行評估補償。

B. 都市規劃法

都市規劃法主要提到發電、輸電與配電設備等設置規範，並有基礎設施設置於人行道之相關規範，主要以不妨礙行人及車輛為原則，且在不影響設備結構之前提，應盡量與周遭環境契合。都市規劃法也提到配電設施不應建設在易發生天災之區域，即如都市規劃法-67 至 69 之規範所示，且詳細原文說明可參閱附錄 E-2[59]。

4-6-2 韓國大韓電氣協會之規範

韓國電氣工程標準工作程序係由大韓電氣協會訂定，制定此規範之主要目的，乃在於提供韓國境內電業單位執行電氣設施施工之參考，以期提升電氣設備施工安全及促進韓國電力技術發展，其中與本計畫相關之規範，則有桿上與亭置式變壓器之施工標準及電氣設備施工技術標準，於桿上變壓器之施工標準包含施工方法、各配件安裝位置、各配件選用規格，而於亭置式變壓器之施工標準則包含施工方法、各附屬設備安裝位置、選址考量。至於電氣設備施工技術標準中，則並規定有關設置高低壓配電設備需注意之處及規定相關安全距離，以供相關電業人員施工參考之用，相關規範之原文，則可參閱附錄 E-3 至附錄 E-5。茲將桿上與亭置式變壓器之施工標準及電氣設備施工技術標準，敘述如下[60-62]：

A. 桿上變壓器之施工標準

於電氣工程標準工作程序中，乃明文規定桿上變壓器之安裝位置、安裝方向及相關注意事項，其中於桿上變壓器施工標準-C3-3.1.4 與 3.4 之規範，則對桿上變壓器安裝位置進行規定，摘錄說明如下[60]：

- (1) 變壓器一次側套管需與熔絲鏈開關之鐵橫擔相距 1.8 ~ 2.0 m，如圖 4-69 所示。
- (2) 安裝變壓器懸掛帶時，需將變壓器一次側套管長度納入考量。
- (3) 安裝特高壓(35 kV 以上)桿上變壓器時，變壓器需距離地面 5.0 m 以上。
- (4) 安裝高壓(35 kV 以下)桿上變壓器時，變壓器需距離地面 4.5 m 以上，但商業區以外場所，安裝距離可縮短至 4.0 m。

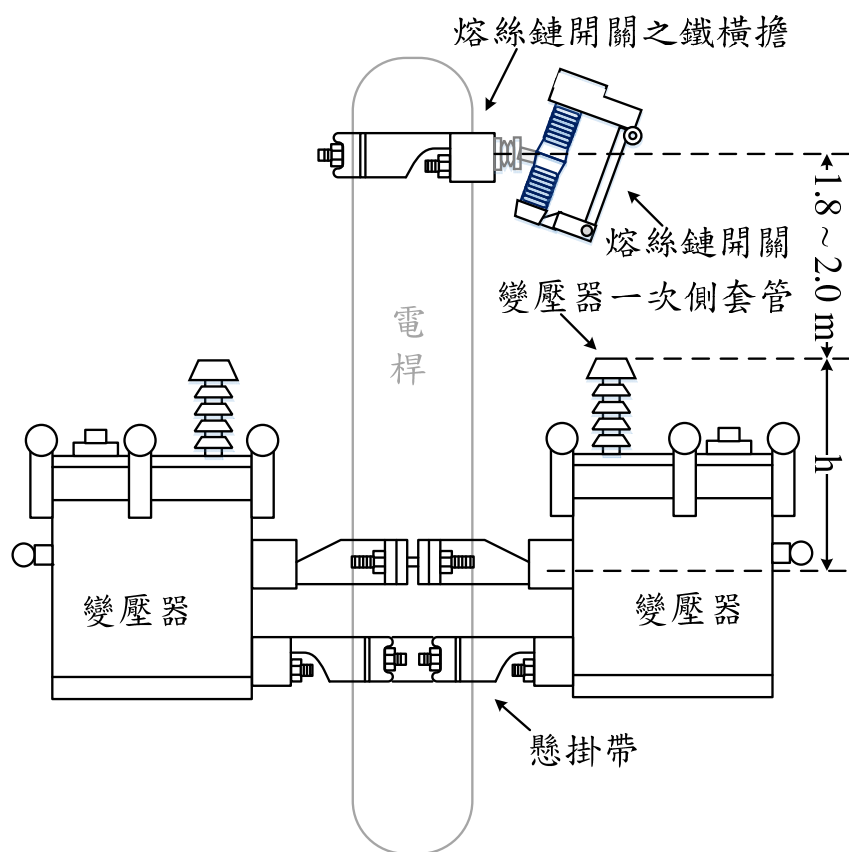


圖 4-69 桿上變壓器安裝位置之示意圖

另於桿上變壓器施工標準-C3-3.3 之規範，則規定桿上變壓器之設置方向，如表 4-30 所示，由表可知，一般韓國地區設置桿上變壓器之方向，係由左側開始裝設，其中判斷此設置方向之依據，係由道路中央仰望變壓器而定。而不論設置單具或雙具以上之桿上變壓器，均係由左側開始裝設，即如圖 4-70 及圖 4-71 所示。至於其它裝設桿上變壓器所需注意之事項，則詳述於桿上變壓器施工標準-C3-3.1.6

表 4-30 桿上變壓器設置方向

變壓器用途	變壓器安裝位置		基準位置
	1 具	3 具	
電燈用	①左側	-	從道路中央 仰望變壓器
電燈動力共用	-	①左側	
動力用 1	-	②中央	
動力用 2	-	③右側	

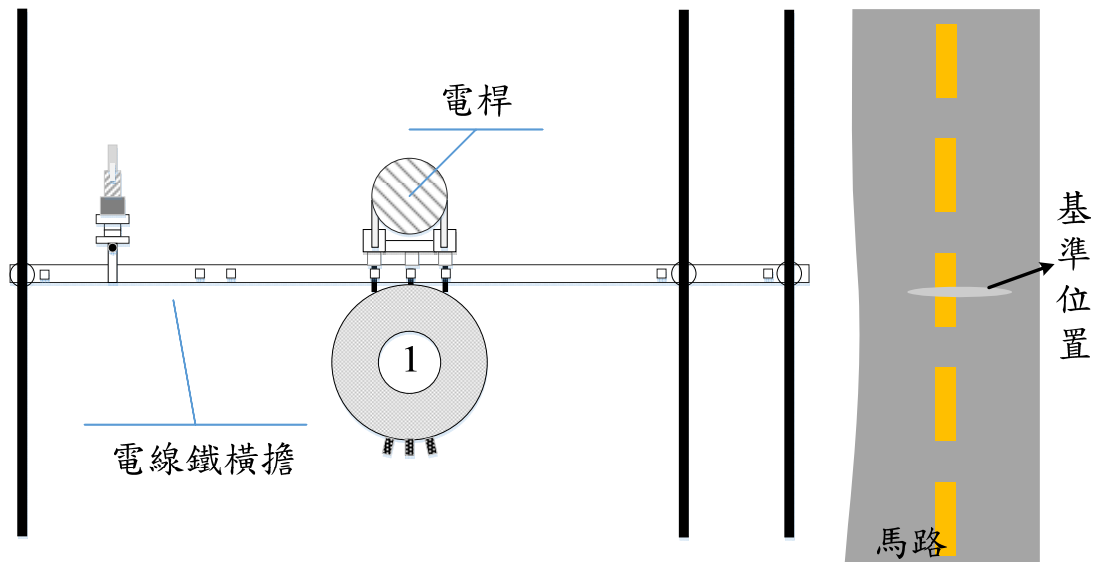


圖 4-70 單具桿上變壓器設置方向之示意圖

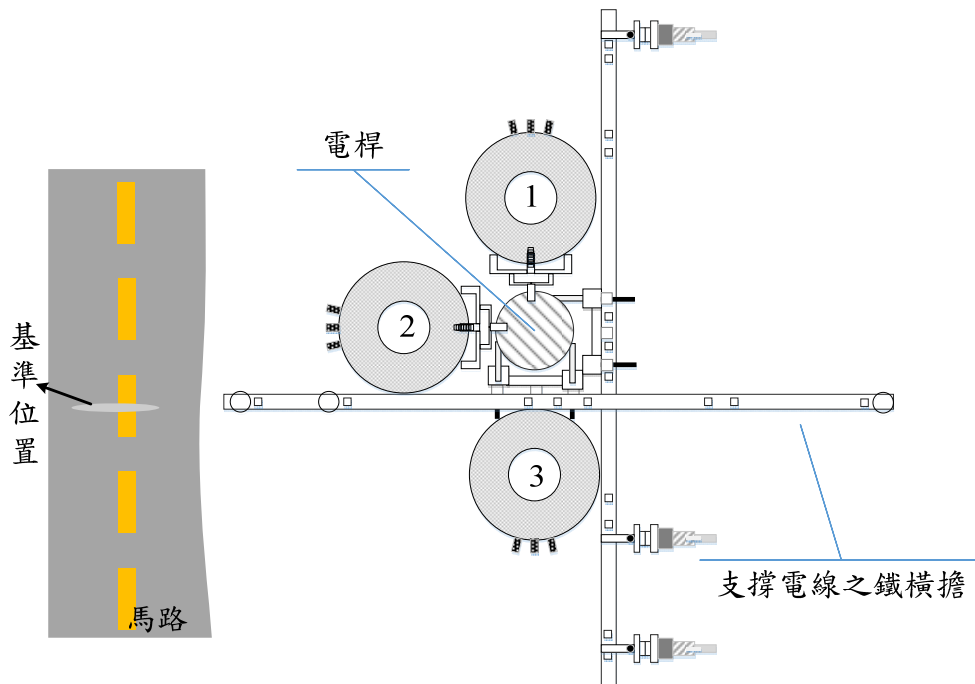


圖 4-71 三具桿上變壓器設置方向之示意圖

之規範中，如下說明：

- (1) 選擇變壓器懸掛帶類型之方式，需依下列規定辦理：
 - (a) 僅安裝 1 具變壓器需使用 S-1 之懸掛帶。
 - (b) 安裝 2 具以上之變壓器，則需使用 S-3 之懸掛帶。
 - (c) 若未來有增設變壓器之規劃時，即使目前僅裝設 1 具變壓器，

亦應選用 S-3 之懸掛帶。

- (2) 進行變壓器更換工程時，不僅需將滑車安裝於電線支撐用鐵橫擔之下方，同時需確保安全距離。
- (3) 於變壓器上方作業時，禁止踩踏變壓器。

此外，因變壓器一次套管於搬運時，易受外力衝擊造成套管損傷，導致變壓器內部導線斷裂，因此於桿上變壓器施工標準-C3-3.5.1 之規範中，亦需對變壓器之搬運進行規定，如下所述：

- (1) 使用吊車和起重機進行變壓器搬運，需注意不可碰撞其它物品。
- (2) 無法使用吊車和起重機搬運變壓器時，需使用滾輪和滑板小心處理變壓器。
- (3) 搬運時採取預防措施，以防套管產生撞擊，且不可與有撞擊疑慮的物體同時裝載。
- (4) 應使用適合的工具進行安裝作業或拆除作業。

又於桿上變壓器施工標準-C3-3.3 之規範中，已提及桿上變壓器一次引入線之安裝方式，即如圖 4-72 所示，相關安裝程序與注意事項，詳如下述：

- (1) 桿上變壓器一次引入線需由線路中間開始連接或由電線分歧點開始連接，且導線連接完後，帶電體禁止外露。
- (2) 避免讓桿上變壓器一次引入線與電桿或其它引入線產生混淆，同時亦需注意安裝美觀。
- (3) 桿上變壓器引入線與其它導線或電氣設施連接時，應採用 U 字型連結法做連接，以避免桿上變壓器一次引入線脫落。
- (4) 桿上變壓器引入線必須與周圍設施或建築物等保持適當之安全間隔距離。

由此可知，於桿上變壓器一次引入線之施工中，當導線施工完畢

後，除需確保帶電體不可外露外，同時需留意一次引入線與周圍設施或建築物保持適當安全間隔距離。

另表 4-31 為電桿於韓國各地區之最大跨度，其中含括購物中心和市中心、一般市區、農村地區、郊區、道路與跨越山谷或河流等設置間隔距離，且以購物中心與市中心之間隔距離最短。

至於桿上變壓器之接線方式與供電電壓，則可概分為單相 2 線式 220 V 供電及 3 相 4 線式 220 V/380 V 供電，如圖 4-73 所示。由圖可知，此兩種供電方式之桿上變壓器，均屬於被有效接地之設備。

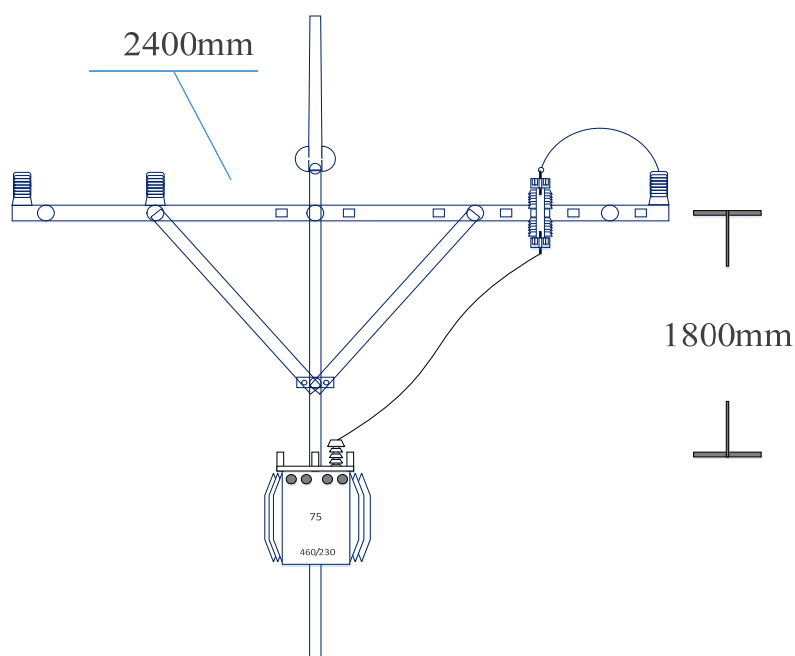


圖 4-72 桿上變壓器一次引入線安裝之示意圖

表 4-31 電桿於韓國各地區之最大跨度

不同區域	標準距離 (m)		最大距離 (m)	
	一般 配電線路	高容量 配電線路	一般 配電線路	高容量 配電線路
購物中心和市中心	30	30	100	70
一般市區	40	40	100	70
農村地區	50	40	100	70
郊區	70	40	100	70
道路	未規範	未規範	60	60

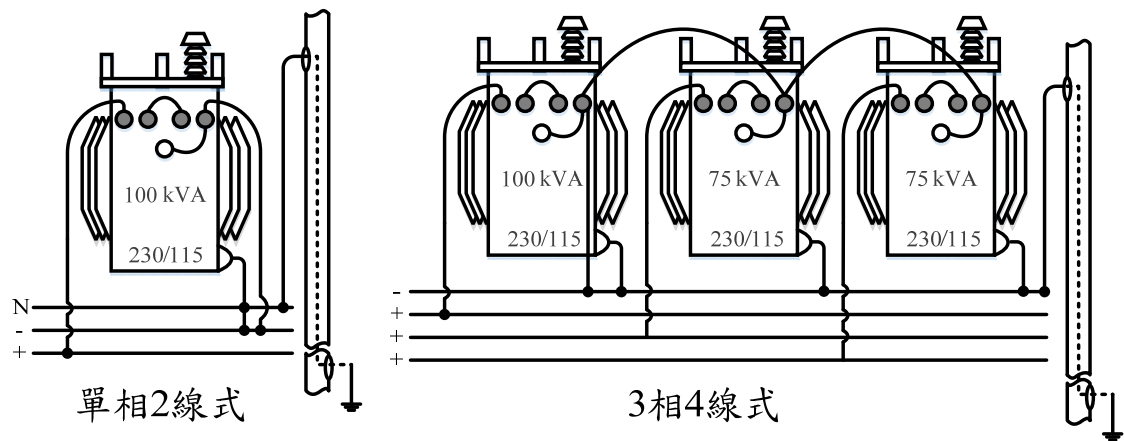


圖 4-73 桿上變壓器二次側接線方式之示意圖

B. 亭置式變壓器之施工標準

本節介紹大韓電氣協會對亭置式變壓器設置之規範，並輔以相片說明配電變壓器實際之配置情況，而根據大韓電氣協會於亭置式變壓器施工標準-C3-3.2 之規定可知，於安裝亭置式變壓器時，應注意下列事項[61]：

- (1) 安裝於人行道時，需協調相關主管機關，以避免再次遷移。
- (2) 考慮維修和美觀，避免相同場所過度密集安裝，如圖 4-74 所示。
- (3) 若同一地點已設置設備時，應避免影響該設備之正常運作。
- (4) 若有車輛衝撞與影響環境之可能，需提出相對應策略執行。
- (5) 設備美化時，應考慮周遭環境，如表 4-32 與圖 4-75 所示。



圖 4-74 配電設備應避免密集設置於相同場所

表 4-32 韓國地區配電設備之美化規定

安裝地區	綠地和公園地區	人行道和其它地區
油漆規定	綠色系	灰色系



圖 4-75 韓國地區亭置式變壓器之彩繪外觀

另於亭置式變壓器施工標準-C3-3.3 之規定可知，亭置式變壓器安裝位置之選擇，以符合建築法規範之設置地點為優先，但其主要安裝原則可分為地上安裝原則、地下安裝原則及用戶安裝原則等三大類，其內容如下：

(1) 地上安裝原則

- (a) 如圖 4-76 所示，亭置式變壓器安裝於綠地上，需儘量不影響周遭環境之美觀。



圖 4-76 亭置式變壓器安裝於綠地上

(b) 亭置式變壓器安裝於道路，以人行道為優先選擇，而對於設備寬度較寬之箱體，則需貼附道路路肩，並儘量安裝在下列地點：

1. 不影響行車與行人安全之場所，如地下道後牆、行人天橋下或類似場所，如圖 4-77及圖 4-78所示。
2. 距離路口、消防栓、斑馬線至少5 m以上，如圖 4-79所示。
3. 遠離公車站牌等群眾聚集之地點。



圖 4-77 亭置式變壓器安裝於人行道上



圖 4-78 亭置式變壓器安裝於行人天橋下



圖 4-79 亭置式變壓器設置於道路轉角路口

(2) 地下安裝原則

亭置式變壓器若無法設置於地面上，則可安裝於地下，並以不干擾其它設備之地點為優先選擇，俾以提升亭置式變壓器之供電穩定度與安全性。

(3) 用戶安裝原則

關於用戶安裝之規定，應慎選裝設地點，同時需避開消防法規與其它相關法規等抵觸之場所，其設置規範主要分為八大要點，內容臚列如下：

- (a) 電纜施工、機器出入和員工容易出入之場所。
- (b) 維修無障礙之場所。
- (c) 無浸水疑慮之場所。
- (d) 無可燃性氣體流入之場所。
- (e) 以防火性建築材料施工之場所。
- (f) 備有空氣流通設施之場所。
- (g) 避免影響機器壽命之有害場所。
- (h) 無噪音、震動或對周圍環境造成影響之場所。

此外，大韓電氣協會於亭置式變壓器之施工標準中，則規定亭置式變壓器於施工時，需先佈設接地系統，相關施工步驟概述如下：

於設置亭置式變壓器之前，除需於規劃設置亭置式變壓器之地點建立基礎台外，並需埋設接地銅棒，即如圖 4-80 所示，同時需於基礎台上設置接地線，如圖 4-81 所示，以供設置亭置式變壓器接地之用。俟完成接地銅棒及基礎台接地線之鋪設後，則需量測接地電阻是否符合規範，如圖 4-82 所示，接著利用線徑為 38 mm^2 之導線，將配電變壓器二次側接地端子與先前鋪設的接地系統進行連接，如圖 4-83 所示，以完成亭置式變壓器接地系統之佈設。最後，利用 U 型螺栓固定電纜與接頭，如圖 4-84 所示，以防止電纜移動。由此可知，韓國地區於安裝亭置式變壓器時，均有設置接地系統，因此亭置式變壓器所設置之接地應可歸類於被有效接地設備。



圖 4-80 埋設接地銅棒



圖 4-81 於基礎台上設置接地線



圖 4-82 量測接地電阻



圖 4-83 亭置式變壓器二次側接地端子之接地線連接方式



圖 4-84 使用 U 型螺栓固定電纜與接頭之示意圖

C. 電氣設備施工技術標準

大韓電氣協會制定之電氣設備施工技術標準共約 294 條規範，此施工技術標準之部分內容類似國內電業供電線路裝置規則，且此施工標準於第三章配線施工標準中，針對高低壓配電設備之設置、距離限制、材料規格選用、電壓等級與維護等，均有詳細規範，而本節則對於與本計畫研究內容之相關規範加以說明，所摘錄之規範原文，敬請參閱附錄 E-5[62]。

1. 易產生電弧之電氣設備與建築物間距的規範

於電氣設備施工技術標準-C3-35 之規定可知，特高壓或高壓用的切換器、斷路器、避雷器與其它電氣設備於運轉中產生電弧時，應將電氣設備與可燃性物體予以隔離，即如表 4-33 所示，其中高壓電氣設備與建築物之距離至少為 1 m 以上，而特高壓電氣設備與建築物之距離至少需為 2 m 以上。

表 4-33 易產生電弧之特高壓與高壓電氣設備與建築物的距離規範

電氣設備 ^註 之電壓等級	間隔距離
特高壓(35 kV 以上)	2 m 以上
高壓(35 kV 以下)	1 m 以上

註：此表所稱之電氣設備係於運轉時會產生電弧之設備。

2. 架空電線設置高度之限制規定

茲將電氣設備施工技術標準-C3-72 對架空線路設置高度之規定，摘錄說明如下：

(1) 低壓架空電線及高壓架空電線之高度，需依下列規定辦理：

(a) 若架空電線穿越農用道路、車流量少的道路和行人天橋(指穿越道路、鐵路、軌道等上方所設置之橋型設施，只作為步行用途者)等道路時，需高於地面上 6 m 以上。

(b) 若穿越鐵路和軌道時，需高於鐵軌面至少 6.5 m 以上。

- (c) 當低壓架空電線安裝於行人天橋上時，需高於路面上 3 m 以上，所採用之電線為低壓絕緣電線(引入用乙烯基絕緣電線、450/750 V 乙烯基絕緣電線、450/750 V 橡膠絕緣電線、屋外用乙烯基絕緣電線)、多心型電線、高壓絕緣電線、特高壓絕緣電線及電纜等電線，而高壓架空電線則高於路面 3.5 m 以上。
- (d) 若安裝於第 a 款至第 c 款以外之情況，則線路需高於地面 5 m 以上，但若低壓架空電線安裝於道路以外之情形，以及使用絕緣電線或電纜之低壓架空電線供應屋外照明，且不會造成交通阻礙時，則可縮減為高於地面 4 m 以上。
- (2) 當安裝於行人天橋下方及鐵路專用之低壓電力供電線時，不限於第 1 項第 d 款的規定，即可縮減至高於地面 3.5 m 以上。
- (3) 當低壓架空電線和高壓架空電線安裝於水面上時，應高於船舶航行時不會造成危險的高度。
- (4) 當高壓架空配電線路安裝於冰雪多之地方，應高於人群和車輛通行時不會造成危險的高度。

3. 高低壓架空線與建築物之間距規範

當高低壓架空電線接近建築物時，需符合電氣設備施工技術標準-C3-79 之規定，即如下所述：

- (1) 低壓架空電線及高壓架空電線接近建築物(人居住和工作，或為頻繁出入及人群聚集之建築物地區)，應符合下列各款規定：
- (a) 高壓架空配電線路需設置高壓防護工程。
- (b) 低壓架空線路與建築物之距離規範，如表 4-34 所示。
- (c) 高壓架空線路與建築物之距離規範，如表 4-35 所示。
- (2) 若低壓架空電線和高壓架空電線安裝於建築物上方時，其低壓

架空電線和高壓架空電線與建築物之間隔距離，如表 4-36 與圖 4-85 所示。

表 4-34 低壓架空線路與建築物之距離規範

相對位置	間隔距離
屋頂、遮陽、曬衣處及其它 疑攀爬位置之上方	2 m (具絕緣效用之導線，間距可縮短為 1m)
屋頂、遮陽、曬衣處及其它 疑攀爬位置之旁邊和下方	1.2 m
其它	1.2 m

表 4-35 高壓架空線路與建築物之距離規範

相對位置	間隔距離
上方	2 m (具絕緣效用之導線，間距可縮短為 1 m)
旁邊和下方	1.2m
其它	1.2 m

表 4-36 高低壓架空電線安裝至建築物上方之間距規範

種類	間隔距離
高壓架空電線	0.8 m (具絕緣效用之導線，間距可縮短為 0.4 m)
低壓架空電線	0.6 m (具絕緣效用之導線，間距可縮短為 0.3m)

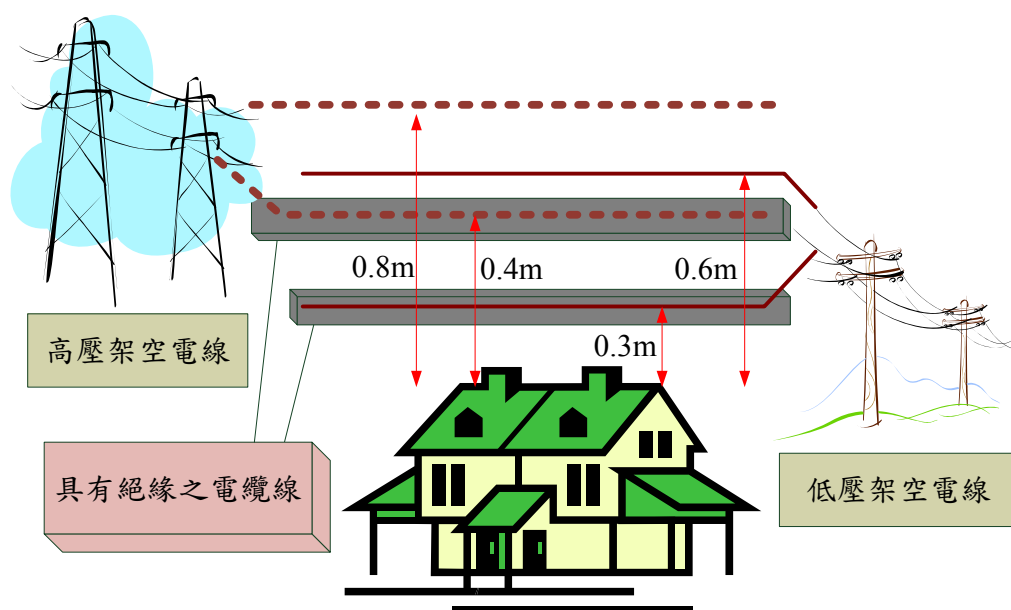


圖 4-85 高低壓架空電線安裝至建築物上方之間距示意圖

另值得注意的是，韓國地區亦對垂直間距、水平間距及其它間距加以定義，各間距之示意圖繪如圖 4-86 所示，其中垂直間距係指建築物與其垂直方向之距離，而水平間距則係建築物與其水平方向之距離。至於其它間距係指建築物旁邊上方與旁邊下方之間距，亦即此間距涵蓋範圍包含以建築物邊緣為圓心及以其垂直間距為半徑所形成之圓弧，同時與圓弧與水平間距垂直延長線交錯點連結之斜線。

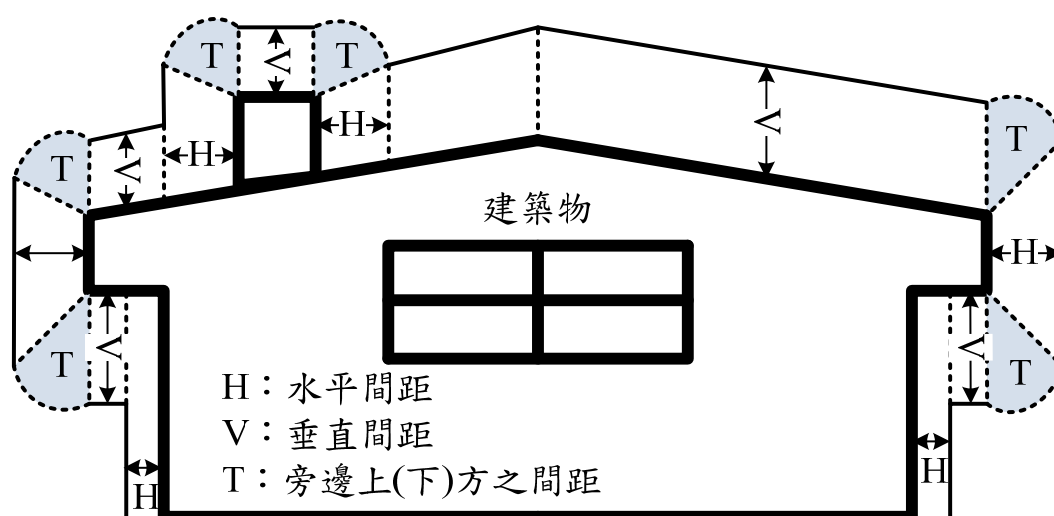


圖 4-86 各間距名詞定義之示意圖

4. 高低壓架空線與公共設施之間距規範

於電氣設備施工技術標準-C3-80 之規定可知，低壓架空電線和高壓架空電線安裝於道路、行人天橋、鐵路、軌道、索道(包含搬運器材，索道用支柱除外)及低壓電車軌道附近之規範與距離限制，臚列如下：

- (1) 高壓架空配電線路應設置高壓防護工程。
- (2) 低壓架空電線與道路、行人天橋、鐵路或軌道、索道或支柱及低壓電車線之間距，如表 4-37 所示。
- (3) 高壓架空電線與道路、行人天橋、鐵路或軌道、索道或支柱及低壓電車線之間隔距離，如表 4-38 與圖 4-87 所示。

表 4-37 低壓架空線路於其它區域之距離規範

低壓電車軌道之 周邊位置	間隔距離
道路、行人天橋、 鐵路和軌道	3 m
索道或支柱及 低壓電車線	0.6 m (具絕緣效用之導線，間距可縮短為 0.3m)
低壓電車線路的底座	0.3 m

表 4-38 高壓架空線路於其它區域之距離規範

低壓電車軌道之 周邊位置	間隔距離
道路、行人天橋、 鐵路和軌道	3 m
索道或支柱及低 壓電車線	0.8 m (高壓架空電線採用具絕緣效用時，距離為 0.4 m)
低壓電車線路的 底座	0.6 m (高壓架空電線採用具絕緣效用時，距離為 0.3 m)

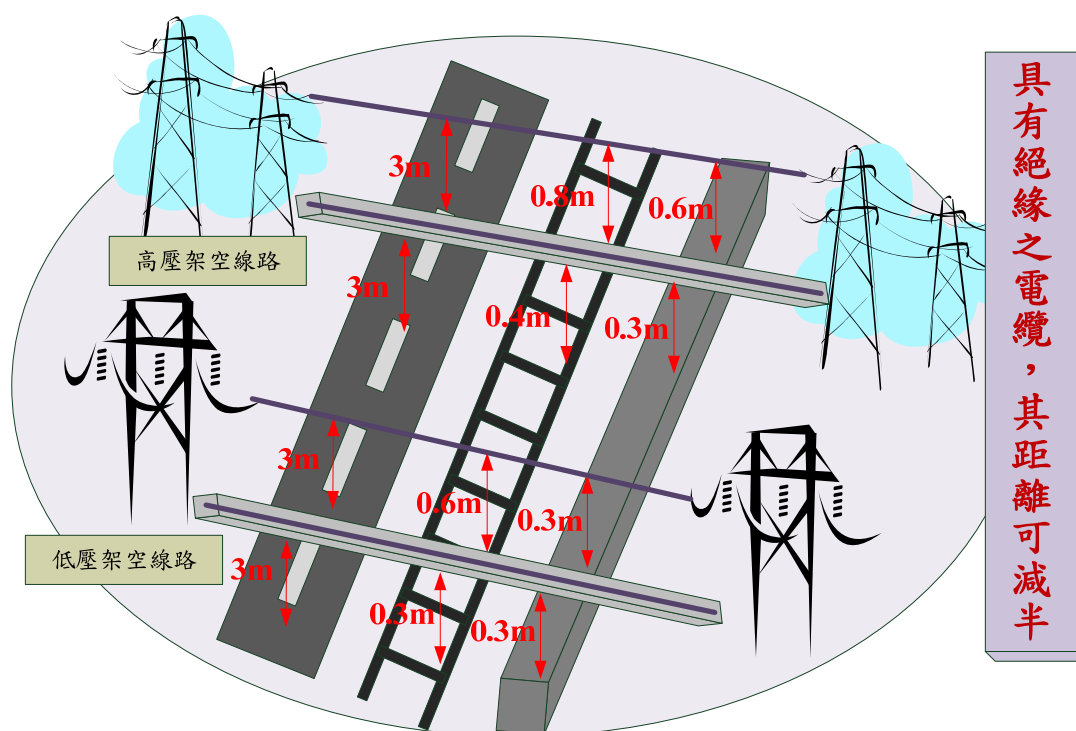


圖 4-87 高低壓架空線路於各區域之距離示意圖

5. 低壓架空線間交錯或並排安裝之間距規範

於電氣設備施工技術標準-C3-84 之規定可知，低壓架空電線與其它低壓架空電線並排安裝或交錯安裝時，低壓架空電線相互間距應為 0.6 m(若電線具有絕緣效力，其距離可縮短為 0.3 m)以上，且低壓架空電線與其它低壓架空線路之支座間隔距離為 0.3 m 以上，即如圖 4-88 所示。

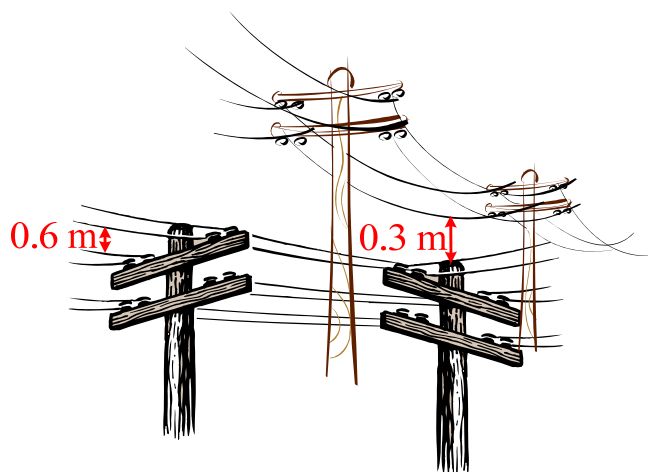


圖 4-88 低壓架空電線並排安裝或交錯安裝之示意圖

6. 高壓架空線設置於低壓架空線近處之規範

由電氣設備施工技術標準-C3-85 之規定可知，當高壓架空線設置於低壓架空線附近時，需依下列規定辦理：

- (1) 高壓架空電線設置於低壓架空電線之近處，或高壓架空電線和低壓架空電線有交錯的情況，若高壓架空電線安裝於上述情況之上方時，其規範如下所臚列：
 - (a) 高壓架空配電線路應設置高壓防護工程。
 - (b) 高壓架空電線與低壓架空電線及該支座之間隔距離，如表 4-39 所示。
- (2) 高壓架空電線或高壓電車軌道位於低壓架空電線之下方時，其規範如下所列：

- (a) 低壓架空配電線路應設置低壓防護工程。
- (b) 低壓架空電線與高壓電車軌道及該支座之間隔距離，如表 4-40 所示。
- (c) 高壓架空電線和低壓架空線路的支座之間隔距離為 0.6 m (高壓架空配電線路為電纜時，則為 0.3 m)以上。

表 4-39 高壓架空電線與低壓架空電線及該支座之間隔距離

位置	間隔距離
低壓架空電線	0.8 m (高壓架空電線具絕緣效用時，距離為 0.4 m)
低壓架空電線之底座	0.6 m (高壓架空電線具絕緣效用時，距離為 0.3 m)

表 4-40 低壓架空電線與高壓電車軌道及該支座之間隔距離

位置	與低壓架空電線之間隔距離
高壓架空電線	0.8 m (高壓架空電線具絕緣效用時，距離為 0.4 m)
高壓電車線	1.2 m
高壓電車軌道之支座	0.3 m

7. 高壓架空線間交錯之間距規範

由電氣設備施工技術標準-C3-86 之規定可知，高壓架空電線安裝於其它高壓架空電線的近處，或是交錯安裝之情況下，應根據下列各款進行安裝。

- (1) 安裝於上方或側邊的高壓架空配電線，應以高壓防護工程為依據。
- (2) 高壓架空電線相互間距應為 0.8 m(當任何一邊電線為具絕緣效用之導線時，距離可縮短至 0.4 m)以上，並其高壓架空電線和其它高壓架空線路的支座間距應在 0.6 m(當電線為具絕緣效用時，距離可為 0.3 m)以上。

8. 低壓架空電線與其它設施之間距規範

由電氣設備施工技術標準-C3-87 之規定可知，低壓架空線與其它設施之間距規範，如下所示：

- (1) 低壓架空電線設置於建築物、道路、行人天橋、鐵路、軌道、索道、架空配電線路、天線、交流電車軌道、低壓或高壓電車軌道、其它低壓架空電線、高壓架空電線和特高壓架空電線以外設施(簡稱為「其它設施」)之近處時，低壓架空電線和其它設施之間距如表 4-41 與圖 4-89 所示。
- (2) 低壓架空電線接近其它設施時，互相間距應為 0.6 m(電線為具絕緣效用之導線，間距可縮短為 0.3 m)以上。

表 4-41 低壓架空電線與其它設施之間隔距離

其它設施	接近型態	間隔距離
建築物的上方	上方	2 m (電線為具絕緣效用之導線，間距可縮短為 1 m)
	側面和下方	0.6 m (電線為具絕緣效用之導線，間距可縮短為 0.3 m)
建築物上方以外的部分 或建築物以外的設施	N/A	0.6 m (電線為具絕緣效用之導線，間距可縮短為 0.3 m)

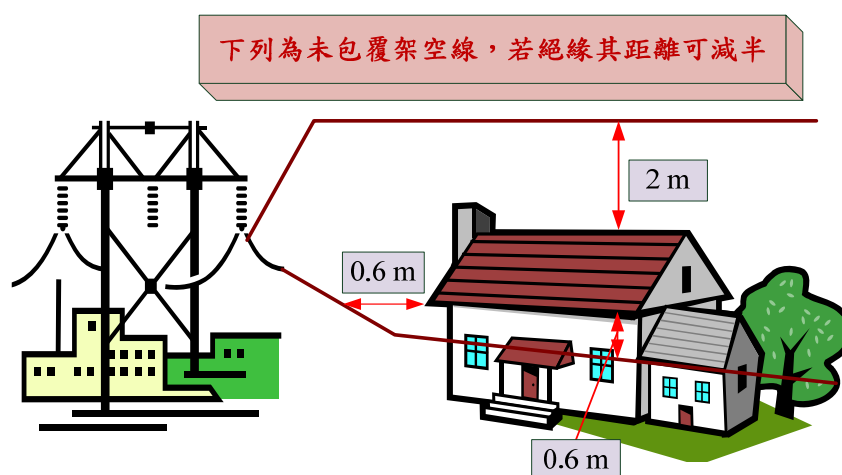


圖 4-89 低壓架空電線與其它設施之間隔距離示意圖

9. 高壓架空電線與其它設施之間距規範

高壓架空電線與其它設施之間隔距離，則可參閱電氣設備施工技

術標準-C3-88 之規定，即如下所示：

- (1) 高壓架空電線設置於建築物、道路、行人天橋、鐵路、軌道、索道、架空配電線路、天線、交流電車軌道、低壓和高壓的電車軌道、其它低壓架空電線、高壓架空電線和特高壓架空電線以外的設施(簡稱為「其它設施」)近處時，高壓架空電線和其它設施的間隔距離如表 4-42 所示。
- (2) 高壓架空電線和其它設施接近的情況，高壓架空電線安裝於其它設施下方時，互相間距應為 0.8 m(電線為具絕緣效用之導線，間距可縮短為 0.4 m)以上。

表 4-42 高壓架空電線與其它設施之間隔距離

其它設施	接近型態	間隔距離
建築物上方	上方	2 m (電線為具絕緣效用之導線，間距可縮短為 0.1 m)
	側面和下方	0.8 m (電線為具絕緣效用之導線，間距可縮短為 0.4 m)
建築物上方以外的部分 或建築物以外的設施	N/A	0.8 m (電線為具絕緣效用之導線，間距可縮短為 0.4 m)

10. 農用電燈與電動機之低壓架空線路安裝規範

圖 4-90 為供應農用電燈與電動機之架空線路規範示意圖，其中當低壓架空電線安裝在建築物上，並與道路、鐵路、軌道、索道、天線、其它架空電線及電車軌道交錯時，需依電氣設備施工技術標準-C3-92 之規定進行安裝，即如下所示：

- (1) 低壓架空電線應高於地面 3.5 m 以上。若低壓架空電線安裝於人員難以出入之場所，則可縮減至 3 m。
- (2) 配電線路的跨度應為 30 m 以下。

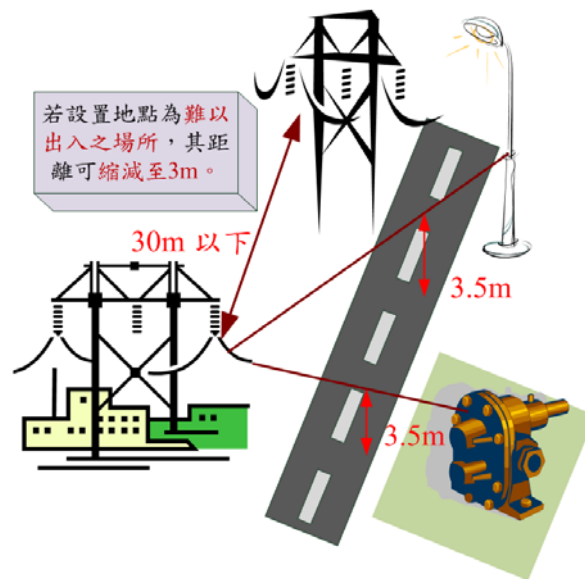


圖 4-90 供應農用電燈與電動機之架空線路規範示意圖

4-6-3 韓國電力公司設置配電設備之規範

韓國電力公司(Korea Electric Power Corporation, KEPCO)為政府所有，目前韓國內 93%的電力均由韓國電力公司供應，並負責韓國境內所有發電、輸電及配電之工程，而於 2001 年韓國實施電業自由化後，已將韓國電力公司之發電部門分為韓國南部發電(KSP)、韓國中部發電(KMP)、韓國東西發電(KEWP)、韓國西部發電(KEP)、韓國南東發電(KSEP)及韓國水力原子力發電(KHNP)等六個子公司[63]。表 4-43 為韓國電力公司近年配電地下化之施行統計，由表可知，韓國配電系統地下化之比率已有增加趨勢[64]。

此外，目前韓國電力公司內部制定之電力供應條款及配電線路遷移服務手冊，明文規定配電設備選址之方式及土地取得之方法，因此本節對於韓國電力公司制定之電力供應條款及配電線路遷移服務手冊說明如下，相關規範之原文，可參閱附錄 E-6 至附錄 E-7。

表 4-43 韓國電力公司近年配電地下化統計

年度 種類	2008	2009	2010	2011
配電地下化(%)	13.3	13.8	14.3	14.7

A. 韓國電力公司電力供應條款

韓國電力公司制定電力供應條款之主要目的，乃在於規範供電服務之條件、電費計算方式及與用戶間之相關供電協定，俾作為公司營運與服務之方針。另於韓國電力公司配電變壓器之裝置規範中，禁止將配電變壓器設置於私有地，但若用戶用電量超過規定，則用戶必需提供設置配電設備之空間，以作為供電之用。換言之，當用戶因自身用電需求，則需依據韓國電力公司電力供應條款-23 之規定，提供土地給電力公司安裝變壓器及其它供電設備[65]。至於配電變壓器之設置空間規範如下[64-65]：

(1) 室外空地空間：

- (a) 2 m 長×2 m 寬或更大空間：提供 220 kW 以下電力。
- (b) 2 m 長×4 m 寬或更大空間：提供 300 kW 以下電力。
- (c) 2 m 長×6 m 寬或更大空間：提供 500 kW 以下電力。

(2) 室內建築物空間：

- (a) 5 m 長×10 m 寬或更大空間：提供 500 kW 以下電力。

B. 韓國電力公司配電線路遷移服務手冊

韓國電力公司制定配電線路遷移服務手冊之主要目的，乃在於釐清與區分相關電氣設施發生故障或需遷移之解決程序及責任歸屬，亦即當現有配電線路或電氣設備受其它外在因素干擾，致使相關電氣設施需遷移它處時，則需依據本手冊之規定，釐清相關設備遷移之責任歸屬及決定負擔遷移費用之單位，同時作為韓國電力公司內部人員施行配電線路遷移之參考依據。值得注意的是，韓國電力公司配電線路遷移服務手冊所制定之相關遷移程序，亦適用於配電線路搬遷之服務[66]。茲將配電線路遷移服務手冊之內容摘錄說明如下：

於配電線路遷移服務手冊所提及之配電線拆遷工作，係涵蓋配電

線路與其它電氣設施相互干擾而需拆遷或線路與設施經認定後需遷移之業務，該手冊所提之配電線路，則係指電壓層級為 22.9 kV 以下之開關設備及變壓器等電氣設施。至於配電線路遷移服務手冊所提及之遷移成本，則為遷移配電線路所造成之費用負擔。此遷移費用之承擔對象，需依下列情況予以區分，分述如下：

1. 影響新增設建案或擴建之情況

由配電線路遷移服務手冊-P3-C3-3.1 之說明可知，若已設置之配電線路或電氣設施，可能影響新增設建物或建物擴建之建置時，則土地所有權人可向電力公司申請配電設施拆遷，相關電氣設施之遷移成本應由電業公司予以負擔。然若用戶因環境美化因素要求電力公司遷移配電設施時，則此時之遷移費用應由申請人負擔。此外，當配電線路可能影響公共建物之擴建，而需遷移鄰近之配電設施時，則電力公司可依據“公用事業土地取得及補償法”及“商法”向相關單位請求支付相關配電設施之遷移費用。

2. 影響用戶端之情況

當新設配電線路恐對大樓或住宅之用戶造成影響，致使用戶於電力公司安裝線路過程中，當場要求改變或遷移配電設施之位置時，則此時之遷移成本由電力公司承擔，詳細說明請參閱配電線路遷移服務手冊-P3-C3-3.2 之內容。

3. 安裝於道路上之配電線路

由配電線路遷移服務手冊-P3-C4-4.1 之說明可知，當配電線路或設施影響道路局(包含公路相關之民間投資事業)執行相關道路建設，且需將配電線路遷移至它處時，此時遷移費用需由電力公司承擔。

4. 道路未興建

由配電線路遷移服務手冊-P3-C4-4.2 之規定可知，欲規劃設計配

電線路於土地重劃區，且該重劃區尚未興建道路或未規劃道路之興建範圍時，則電力公司需先向城市管理規劃局申請建設許可，且俟核准公告後，方可設置配電線路。

4-6-4 韓國各地區配電變壓器之設置情形

目前韓國政府、大韓電氣協會與韓國電力公司對於配電變壓器及配電線路之設置或佈設，均制定一套設置規範，以作為相關工程人員施行之依據。本節將說明首爾、仁川及光州地區配電變壓器之設置情況，以供電力公司參考。茲將首爾、仁川及光州地區相關配電設施之實際設置情況，說明如下：

A. 韓國首爾地區實際配電變壓器之設置狀況

韓國地區於人口較密集之都會地區施行配電系統地下化，以改善都市整體美觀及用電安全，其中韓國首爾市之配電地下化前後之市容街景圖，即如圖 4-91 及圖 4-92 所示，由圖可知，韓國首爾地區主要道路旁已較難見到桿上變壓器，目前僅在巷弄內，較有桿上變壓器之蹤影。另為因應配電系統地下化之要求及兼顧社區美化之需求，目前乃彩繪配電設施之外表及開發新型配電設備之外觀，即如圖 4-93 所示。至於韓國地區於選擇桿上變壓器之設置位置，則以不影響出入為主要選擇依據，故常將桿上變壓器設於人行道或路肩，即如圖 4-94 所示。

又本計畫為能更進一步瞭解韓國電力公司所屬轄區之用戶居住環境特性，因此分析首爾商業區、住商混合區及住宅區配電線路與配電變壓器之佈設情況，其中於商業區之人口較為稠密且高樓大廈林立處，配電網路之佈設方式常採用地下化設計，而亭置式變壓器則常設置於植栽處或人行道旁，即如圖 4-95 所示。另配電系統於住商混合區狹小巷弄之佈設情形，通常係以設置架空線路為主，而桿上變壓器

則常設置於路肩並緊鄰建築物，如圖 4-96 所示。又配電變壓器於住宅區之設置，則常以設置桿上變壓器為主，且若將桿上變壓器設置於主要道路時，則常選擇人行道邊緣與路肩相臨之處設置，如圖 4-97 所示；反之，若將桿上變壓器設置於巷弄時，則常將配電變壓器設置於路肩並緊鄰建築物，如圖 4-98 所示。



圖 4-91 韓國首爾地區配電地下化前之市容街景圖



圖 4-92 韓國首爾地區配電地下化後之市容街景圖



圖 4-93 韓國首爾地區新型配電設備



圖 4-94 韓國首爾地區民宅外之桿上變壓器



圖 4-95 韓國首爾商業區人行道設置配電變壓器之情形



圖 4-96 韓國首爾住商混合區配電變壓器設置於狹小巷弄之情形



圖 4-97 韓國首爾住宅區桿上變壓器設置於主要道路旁之情形



圖 4-98 韓國首爾住宅區桿上變壓器設置於巷道之情形

B. 韓國仁川地區實際配電變壓器之設置狀況

圖 4-99 與圖 4-100 分別為韓國仁川地區桿上變壓器架設於住宅旁及道路旁之設置方式，其中桿上變壓器之裝設方式與設置方向，則係依桿上變壓器施工標準之規定，以左側開始安裝變壓器。另根據韓國亭置式變壓器施工標準-C3-3.3 之規定，若將亭置式變壓器設置於斑馬線附近時，則需距離斑馬線至少 5 m 以上，惟圖 4-100 所示之亭置式變壓器設置情況可發現，於韓國地區目前仍有部分配電變壓器設置情形與規範不符。



圖 4-99 韓國仁川地區桿上變壓器架設於民宅旁



圖 4-100 韓國仁川地區亭置式變壓器設置於道路旁

C. 韓國光州地區實際配電變壓器之設置狀況

圖 4-101 及圖 4-102 分別為韓國光州地區桿上變壓器架設於住宅旁與亭置式變壓器設置於人行道之情形，由圖可知，桿上變壓器之電線引接相當雜亂，易造成維護困難與景觀不佳之問題。至於亭置式變壓器之設置地點，則符合亭置式變壓器施工標準-C3-3.3 之規定，並已對亭置式變壓器進行彩繪，有助於美化市區街景。



圖 4-101 韓國光州地區桿上變壓器架設於民宅旁



圖 4-102 韓國光州地區亭置式變壓器設置於人行道

4-6-5 本節總結

本節已蒐集韓國電力法、都市設施規劃法、桿上與亭置式變壓器施工標準、電氣設備施工技術標準、電力供應條款及配電線路遷移服務手冊等 7 種韓國配電設施之相關設置規範，並共蒐集約 675 條法規與標準，其中摘錄本計畫研究主題相關之規範共 26 條。此外，本計畫輔以實際相片說明韓國電力法、都市設施規劃法、電力供應條款及電氣設備技術標準，所得之結論列述如下：

1. 由韓國電力公司之介紹可知，韓國配電系統之電壓層級為 22.9 kV，而低壓網路之接線方式與供電電壓，則常採用三相四線式 220 V/380 V 供電。
2. 表 4-44 為本計畫蒐集韓國配電設施之相關設置規範，其中大韓電氣協會將電氣工程標準工作程序之內容，概分為 7 個部分與數十小節，以分別敘述各種電氣設備之施工標準。至於配電線路遷移服務手冊則概分為總則、公司內部負責配電線路遷移工作之單位及遷移費用擔受單位之釐清等 3 個部分敘述，可供電力公司參考應用。

表 4-44 韓國相關規範適用範圍與目的之比較表

規範名稱	規範層級	適用範圍與目的
電力法 (共 108 條規範)	國家級規範	<ul style="list-style-type: none"> ● 規範所有電氣業務。 ● 促進國內相關電力基礎建設與電力業務可健全發展，並維護電力用戶之權利，以期有助於國家經濟之發展。
都市規劃法 (共 164 條規範)	國家級規範	<ul style="list-style-type: none"> ● 作為縣市規劃設置相關設施(如電氣設備)之決策依據。
電氣工程標準 工作程序 (共 7 個部分描述各種 電氣設備之施工標準)	大韓電氣協會制定	<ul style="list-style-type: none"> ● 目的為提升電氣設備施工安全及促進韓國電力技術發展。
電力供應條款 (共 98 條規範)	電力公司 規範	<ul style="list-style-type: none"> ● 規範供電服務之條件、電費計算方式及與用戶間之相關供電協定。
配電線路遷移 服務手冊 (共分 3 個部分作敘述)	電力公司 規範	<ul style="list-style-type: none"> ● 適用所有配電線路搬遷服務。

3. 根據韓國輸電與配電線路設置資料，目前韓國仍以架空傳輸方式為主，但對首都首爾及主要都市等人口較密集區域，則逐漸施行配電系統地下化，且截至 2011 年之統計資料可知，韓國配電線路

地下化程度約為 15%。

4. 於都市設施規劃、韓國電力公司電力供應條款及亭置式變壓器施工標準之規範中，均規範配電變壓器及配電設施設置地點之選擇方式，如表 4-45 所示。由表可知，若將配電變壓器安裝於室外時，則所選擇設置配電變壓器之地點，需儘量優先選擇人行道或公有地為原則。另電力供應條款則亦規範用戶提供設置配電變壓器之空間大小，亦即若於屋外設置配電變壓器，則用戶需依供電容量提供面積約為 4 平方米(2 m 長 × 2 m 寬)至 12 平方米(2 m 長 × 6 m 寬)以上之設置空間；反之，當配電變壓器設置於屋內時，則需提供約 50 平方米(5 m 長×10 m 寬)之設置空間。

表 4-45 韓國地區配電設備選址原則比較表

規範來源	選址原則
都市設施規劃 -67 至 69	<ul style="list-style-type: none">● 基礎設施設置於人行道，以不妨礙行人及車輛為原則。● 配電設施不應建設在易發生天災之區域，而可設置在市中心、市民廣場與商業社區等電力需求較大之區域。
韓國電力公司 電力供應條款 -23	<ul style="list-style-type: none">● 配電變壓器以設置於公有地為原則。● 用戶用電量超過規定，用戶需提供設置配電設備之空間，以作供電之用。
亭置式變壓器 施工標準 -C3-3.3	<ul style="list-style-type: none">● 亭置式變壓器安裝位置之選擇，以符合建築法規範之設置地點為優先。● 安裝於地下：以不干擾其它設備之地點為首選。● 安裝於道路：以人行道為優先選擇。● 安裝於室內：需避開消防與其它相關法規抵觸之場所。

5. 於桿上變壓器施工標準-C3-3.4 之規範中僅提到桿上變壓器引入線需與周圍設施或建築物等保持適當之安全間隔距離，卻無說明此安全距離之數值。
6. 於大韓電氣協會制定之桿上與亭置式變壓器施工標準中，則規範配電變壓器之設置位置，即如表 4-46 所示，並對桿上變壓器之設

置方向作規範，亦即不論所安裝桿上變壓器之數量多寡，均由電桿左側(由道路中央仰望變壓器)開始裝設，而於亭置式變壓器之施工標準，則規定配電變壓器箱體外觀之美化方式。

表 4-46 韓國地區配電變壓器之設置位置與方式

變壓器類型	設置位置
桿上變壓器	<ul style="list-style-type: none"> ● 一次側套管與熔絲鏈開關之橫擔需相距 1.8~2.0 m。 ● 距離地面 4~5 m 以上(需視電壓而定)。 [桿上變壓器施工標準-C3-3.1.4 至 3.1.5]
亭置式變壓器	<ul style="list-style-type: none"> ● 避免相同場所密集安裝。 ● 距離路口、消防栓、斑馬線至少 5 m 以上。 ● 遠離公車站牌等群眾聚集之地點。 [亭置式變壓器施工標準-C3-3.2 至 3.3]

7. 韓國電力法及韓國電力公司內部之配電線路遷移手冊，分別制定土地取得與補償費用及遷移費用之規範，且分別如表 4-47 與表 4-48 所示，可供電力公司參考之需。

表 4-47 電力法部分條文之內容摘要

對象	條文內容之摘要
電氣設施設置或占用私人土地	需經協商及依據「公共事業土地取得及補償法」進行價購。 [電力法-87]
執行電氣設備設置工程，可能阻礙或影響私人土地之出入	徵詢土地所有權人之同意後方可施工，若協商不成立或無法進行協商，則請該區之區長協助協商土地出入問題。 [電力法-88]
民眾要求將供應該用戶之電氣設施與線路遷移至它處	申請遷移設施之民眾，應先與電力公司、其它土地所有人及相關單位協商且同意後方可施行。 [電力法-89]
執行相關電氣設置工程需臨時占用他人土地	依「公共事業土地取得及補償法」進行相關補償措施。另當供電線路所行經之範圍可能造成他人損失時，可依線路實際占用之面積進行評估補償金額。 [電力法-90]

表 4-48 配電線路遷移手冊部分條文之內容摘要

對象	手冊內容之摘要
影響新增設建案或擴建之情況	<ul style="list-style-type: none"> ● 影響新增設建物之建置時，則土地所有權人可向電力公司申請配電設施拆遷事宜，且遷移成本由電力公司負擔。 ● 若用戶因環境美化因素要求電力公司遷移配電設施時，則遷移費用應由申請人負擔。 ● 影響公共建物之擴建，而需遷移鄰近之配電設施時，則電力公司可依據相關法規向相關單位請求支付相關配電設施之遷移費用。 [配電線路遷移服務手冊-P3-C3-3.1]
影響用戶端之情況	<ul style="list-style-type: none"> ● 用戶於電力公司安裝線路過程中，當場要求改變或遷移配電設施之位置，則此時之遷移成本需由電力公司承擔。 [配電線路遷移服務手冊-P3-C3-3.2]
安裝於道路上之配電線路	<ul style="list-style-type: none"> ● 當配電線路影響道路局執行道路建設時，則遷移費用需由電業公司承擔。 [配電線路遷移服務手冊-P3-C4-4.1]
道路未興建	<ul style="list-style-type: none"> ● 重劃區尚未規劃道路興建範圍時，則電力公司需先向城市管理規劃局申請建設許可且核准公告後方可設置。 [配電線路遷移服務手冊-P3-C4-4.2]

8. 韓國大韓電氣協會制定配線施工標準之主要目的，係為提升電業端於執行電氣設備設置之施工安全及促進韓國電力技術發展，故不僅針對高低壓架空電線與建築物或其它設施之間距加以規範，同時規定諸如開關、斷路器、避雷器及其它電氣設備與建築物的間距，相關規範內容摘要如表 4-49 所示，可作為對於運轉時易產生電弧之設施的施工參考。

表 4-49 配線施工標準相關規範之內容摘要

項目	安裝間距規範
運轉時易產生電弧之 電氣設備與建築物	間距 1~2 m 以上(需視電壓而定)。 [電氣設備施工技術標準-35]
低壓架空電線 設置高度	離地面 3.5~6.5 m 以上(需視場所而定)。 [電氣設備施工技術標準-72]
高低壓架空電線與建 築物	距離 0.8~2 m 以上(需視場所而定),若導體已有絕 緣,則間距可減半。 [電氣設備施工技術標準-79]
高低壓架空電線與 低壓電車軌	間距 0.3~3 m 以上(需視場所而定),若導體已有絕 緣,則間距可減半。 [電氣設備施工技術標準-80]
低壓架空電線與 其它低壓線路交錯	間距為 0.6 m,若導體已有絕緣,則間距可減半。 [電氣設備施工技術標準-84]
低壓架空電線與其 它低壓線路之支座	間隔 0.3 m 以上。 [電氣設備施工技術標準-84]
高壓架空電線設於 低壓線路近處	間隔 0.6~0.8 m 以上(視場所而定),若導體已有絕 緣,間距可減半。 [電氣設備施工技術標準-85]
高壓架空電線與 其它高壓線路交錯	間距為 0.8m,若導體已有絕緣,則間距可減半。 [電氣設備施工技術標準-86]

9. 由韓國地區實際配電變壓器之安裝情形可知,韓國電力公司於商業區之配電網路架設情形,常以地下化線路之設置方式為主,而於住宅區及住商混合區狹小巷弄之配電網路架設情形,則以架空線路為主。

4-7 各國規劃之分析探討

本計畫已於 3-2 節及 3-3 節說明國內對於設置配電線路、配電設施及配電變壓器所需遵循之規範與作法,並於 4-2 節至 4-6 節分別敘述美國、德國、英國、日本及韓國之政府機關與電力公司所制定之配電設備、架空線路及配電變壓器的設置規範與執行方法,以供台灣電

力公司參閱。惟前揭各國規範係涵括配電線路架設之規範與作法，以及配電變壓器與其附屬設施之設置方式，致使本計畫報告內容並非僅針對配電變壓之設置規範作論述，因此為使本計畫報告之內容可符合研究主題與需求，本節將僅摘錄各國對於配電變壓器之設置法規、標準、作業要點與執行方式，用以分析探討國內現行作法及規範與國外之差異，兼以強化本計畫之研究成果。

本計畫已蒐集美國、德國、英國、日本及韓國等 5 個國家對於設置配電設備之規範，共蒐集整理約三千條以上之規範，惟這些規範大多以規範架空線路與其它電氣設施及建物之間隔標準為主，並對亭置式變壓器之設置位置亦有建議，但對亭置式變壓器與民宅間距之規範，似無明確距離規定，如表 4-50 所示，其中因美國、德國、英國、日本及韓國配電網路之接地方式與臺灣相似，均採用有效接地，且德國、英國、韓國與臺灣對所設置之電氣設備均進行設備接地，分別如圖 4-11 至圖 4-15 及圖 4-80 至圖 4-81 所示，故可推知亭置式變壓器外殼皆已執行接地，應已具備足夠之安全保護。

此外，由美國國家電氣安全法規、德國電氣工程師協會 VDE 0105 標準(DIN VDE 0105)、英國國家電氣安裝標準、日本地方政府制定之道路占用許可標準、韓國大韓電氣協會制定之電氣設備施工技術標準，以及臺灣電業供電線路裝置規則之規範可知，各國對於架空線路

表 4-50 各國對亭置式變壓器與民宅間距之規範

國家 項目	美國	德國	英國	日本	韓國	臺灣
亭置式變壓器 與民宅間距	-	-	-	-	-	-

註 1：亭置式變壓器外殼皆已作接地保護，故未對人體安全造成影響。

註 2：於目前蒐集之三千餘條規範中，並未發現有關亭置式變壓器與民宅間距之規範。

或導線與建築物及其它電氣設施之間隔距離，均有制定明確之規範與標準，但於目前所蒐集之規範中，對桿上變壓器與民宅間距之規範，似無明確距離規定，如表 4-51 所示。

另表 4-52 為統整各國將配電設施設置於諸如道路或橋梁等公共區域之規範，由表可知，英國、日本、韓國與臺灣均有制定將配電設備設置於路旁之規範，且均提及「當電力公司欲設置電氣設備於道路或橋面時，則電力公司需經道路所屬之單位主管機關同意，方可設置相關電氣設施。」之規定，其中英國道路施工法規定「當電氣設備施工若遭遇諸如環境地形與人為因素之影響，則可離原規劃設置位置距離至多 3 m 之處進行設置電氣設施」，可供參考。

至於表 4-53 為日本及韓國之配電變壓器設置方向規範，其中包含日本地方政府制定之道路占用許可標準、韓國大韓電氣協會制定之桿上變壓器施工標準及台灣電力公司制定之架空配電線路電桿設計規則，該表即對於桿上與亭置式變壓器之設置方向加以規範，而由表可知，韓國桿上變壓器均係由左側開始裝設，臺灣桿上變壓器則設置於臨路側，以不影響道路駕駛之安全為原則。至於日本設置亭置式變壓器之方式，需與道路平行。

表 4-51 各國對桿上變壓器與民宅間距之規範

國家 項目	美國	德國	英國	日本	韓國	臺灣
桿上變壓器與 民宅間距	-	-	-	-	-	-

註 1：桿上變壓器與配電網路已執行接地保護，故較無安全疑慮。

註 2：於目前蒐集之規範中，並未發現有關桿上變壓器與民宅間距之規範。

表 4-52 各國將配電設備設置於公共區域之規範比較

項目	國家	規範簡述
公共用地 設置規範	英國	<ul style="list-style-type: none"> ● 若電力公司欲設置電氣設備於道路或橋面時，則電力公司需經道路所屬之單位主管機關同意，如圖 4-34 所示，方可設置相關電氣設施。 [電力法-P4-2.2] ● 當電氣設備施工時，若遭遇諸如環境地形與人為因素之影響，導致無法將此電氣設備設置於原規劃位置時，則可另外於原規劃設置位置距離至多 3 m 之處進行設置，如圖 4-36 所示，以提升相關工程人員之施工彈性。 [道路施工法-P6-1]
	日本	<ul style="list-style-type: none"> ● 若一般電氣事業者、一般電力企業供電業務欲於道路、橋、溝、河川、堤防或其它公共土地安裝電線線路，需經由道路主管機關之許可，方可安裝。 [電氣事業法-65.1] ● 欲將電桿、電線、變壓器室、郵筒、公共電話亭及廣告看板等公共設施或電氣設施設置於道路上時，需取得道路主管機關之許可，方可設置。 [道路法-32.1]
	韓國	<ul style="list-style-type: none"> ● 欲規劃設計配電線路於土地重劃區，且該重劃區尚未興建道路或未規劃道路之興建範圍時，則電力公司需先向城市管理規劃局申請建設許可，且俟核准公告後，方可設置配電線路。 [配電線路遷移服務手冊-P3-C4-4.2]
	臺灣	<ul style="list-style-type: none"> ● 配電設備設於路肩外側邊緣處或分隔島上，且若其設置在彎道路段者，則應設於彎道外側路肩邊緣處，而如有人行道者，可設於人行道緣石邊緣處，如圖 3-3 至圖 3-5 所示。 ● 相關電力線及其桿柱塔架，其沿公路縱向設置者，應設於公路用地範圍之外，如受地形或環境限制等特殊情形，經洽商公路主管機關同意者，得設於路肩外側邊緣處，其跨越路基上空者，距離路拱之淨高，不得小於公路路線設計規範之規定。 [公路用地設置規範-16]

表 4-53 各國配電變壓器設置方向之規範

項目	國家	規範簡述
配電變壓器 設置方向	日本	電桿及桿上變壓器之方式，係將同一線路之電桿設置於道路同一側，且桿上變壓器採共同架設之方式設置。至於亭置式變壓器之設置方式，需儘量與道路平行。 [東京地區道路占用許可標準- 2.1.1.1、2.1.1.4 及 2.4.1.2]
	韓國	桿上變壓器均係由左側開始裝設(觀察之基準位置為從道路中央仰望變壓器)，如表 4-30 所示。 [桿上變壓器施工標準-C3-3.1.4 ~ 3.1.5]
	臺灣	桿上變壓器需設置於臨路側。 [架空配電線路設計-C10-4]

又於美國紐約市交通局街道工程手冊、英國國家電氣安裝標準、日本道路占用許可標準、韓國亭置式變壓器施工標準與臺灣配電手冊(一)規劃設計篇之規範中，皆已提到配電變壓器建議或禁止設置地點之規範，如表 4-54 所示。由表可知，建議安裝地點主要為道路旁、公園、停車區域、花園、公共設施帶與公共運動場等設置場所，而禁止設置地點則為人行道路口、消防栓、十字路口、交通號誌燈、道路標誌及消防栓標誌內等位置，以期提升道路使用者與相關電氣設備之安全性。

表 4-54 各國配電變壓器建議或禁止設置地點之規範

國家	規範內容摘要
美國	<p>建議安裝地點： 維修無障礙之場所、具備防火措施之場所與公共設施保持最小安全距離之處所。 [紐約市交通局街道工程手冊-C3-7 與其附錄 B-20] [NEC-C4-450.27 至 450.8 及 NEC-C4-450.42 至 450.46]</p>
德國	-
英國	<p>建議安裝地點： 道路旁、公園、停車區域、花園、公共設施帶與公共運動場等空間。若設備無法裝置於上述空間時，則可設於公共電話亭旁、公車屏蔽區與市鎮規劃帶等場所。 [國家電氣安裝標準-P5-C55-9.1]</p>
日本	<p>建議安裝地點： 人行道或植栽設施帶等場所。</p> <p>禁止設置地點： 不可將電桿、交通號誌、道路標誌、消防栓標誌及拱廊設置於：</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人行道路口、消防栓、十字路口、交通號誌燈、道路標誌及消防栓標誌等 5 m 範圍內。 ● 天橋出入口及地下道路出入口 5 m 範圍內。 ● 公車停車地點、高架橋及隧道出入口 10 m 範圍內不得設置。 <p>[東京附近城市道路占用許可標準-第 1 號物件-桿類及建物類及東京地區道路占用許可標準-1.1.3]</p>
韓國	<p>建議安裝地點： 不影響行車與行人安全之場所、維修無障礙場所、無浸水疑慮場所、無可燃性氣體流入之場所、以防火性建築材料施工之場所、避免影響機器壽命之有害場所與較無噪音、震動或對周圍環境造成影響之場所。</p> <p>禁止設置地點： 遠離公車站牌等群眾聚集之地點。 [亭置式變壓器施工標準-C3-3.3]</p>
臺灣	<p>建議安裝地點： 公共設施帶、人行道、公園綠地、學校退縮地、分隔島等有適當之公共空間。用戶有留設之配電場所，且儘量設置對行人或道路交通影響最少之處所。同時需設置之處所，應距離路口至少 10 m 以上或依道路主管機關規定辦理。應設置於對鄰近住戶妨礙最小之處所、對道路景觀影響最少之處所、依道路主管機關規定之處所與設置位置不得有妨礙設備運轉操作之障礙。 [配電手冊(一)規劃設計篇]</p>

4-8 本章結論

本章主要探討美國、德國與英國等 3 個歐美先進國家，以及日本與韓國等 2 個亞洲國家對配電變壓器之設置規範與作法，並摘錄說明各國政府及電力公司於配電設施設置地點與裝置方式，以及配電設備與民宅間距等規定，本節將所得之結論條列如下，敬供參考：

1. 本計畫已蒐集美國、德國、英國、日本及韓國等 5 個國家對於配電設施及配電變壓器設置方式之標準，以及配電設施與其它設施或建築物之間距規定等標準，並將蒐集之規範種類及條文數目整理如所示，其中本計畫共蒐集 30 種法源與 3,007 條規範，並摘錄約 99 條規範，如表 4-55 所統計，可供電力公司參考。

表 4-55 本計畫所蒐集法規、標準與作業要點之數目統計表

國家	法源種類	總條文數	總摘錄條文數
美國	4	470	30
德國	5	364	10
英國	4	938	9
日本	10	560	24
韓國	7	675	26

2. 表 4-56 為各國配電系統電壓之統整分析表，由表可知，各國配電系統之基本架構與供電電壓各有不同，其中歐美地區高壓配電網路之供電電壓均較亞洲地區高，應可作為電力公司進行配電系統電壓改壓之參考。

表 4-56 各國配電系統電壓之統整分析表

國家	電壓層級
美國	34.5 kV / 23 kV / 13.8 kV / 6.9 kV / 4.8 kV / 2.4 kV / 600V / 480V / 240V
德國	30 kV / 20 kV / 15 kV / 10 kV / 400 V / 230V
英國	132 kV / 33 kV / 11 kV / 400 V / 230 V
日本	22 kV / 6.6 kV / 200 V / 100 V
韓國	22.9 kV / 380 V / 220 V
臺灣	22.8 kV / 11.4 kV / 220 V / 110 V

3. 由本計畫目前所蒐集之資料可知，美國、德國、英國、日本及韓國之配電變壓接線方式與臺灣相似，可依用戶之需求，予以連接為單相 2 線式、單相 3 線式、3 相 3 線式或 3 相 4 線式等接線形式。至於上述各國對於配電系統之接地方式，則可概分為直接接地與阻抗接地，其中英國之接地方式與德國相似，均可分為 TN 系統、TT 系統及 IT 系統，且分別如圖 4-11 至圖 4-15 所示。而日本九州地區 22 kV 之配電系統則採用阻抗接地，如表 4-18 所示。又韓國地區配電變壓器之接地方式則為有效接地，分別如圖 4-73、圖 4-80 至圖 4-84 所示。
4. 於美國、英國、日本、韓國與臺灣均有制定架空線路距離地面(道路)之高度規範，其中美國國家電氣安全法規與臺灣電業供電線路裝置規則並對電線、導線、電纜和設備之未接地帶電組件的間隔距離，以及支吊線、導線、電纜和未防護帶電組件與建築物之間隔進行規範，詳如表 3-2 所示。惟需注意的是，上述標準係針對電線、導線、電纜及其它附屬組件等架空線路電氣設施与其它設施間距或與建築物間距加以規範。
5. 於英國電力法、日本道路法、韓國配電線路遷移服務手冊與臺灣公路用地使用規則之規範中，如表 4-52 所示，均提及當電力公司欲將配電設施設至於道路或公共區域時，需先經由道路所屬主管機關同意後，方可施工。
6. 綜合目前蒐集各國規範亭置式變壓器之設置規定可知，由於亭置式變壓器外部為未帶電之金屬外殼，再加上該設備內部均採有效接地，故各國目前似無制定亭置式變壓器與住戶或其它設施間的距離規定。
7. 表 4-57 為韓國配電設備與建物距離之規範，其中韓國電氣設備施

工技術標準則對運轉時易產生電弧之架空電氣設備與建築物的間距加以規範，而所規範之電氣設備包含開關、斷路器與避雷器等設備，而臺灣電業供電線路裝置規則則於對接戶導線與建築物之間距加以規範。

表 4-57 韓國配電設備與建物距離之規範

國家	規範內容摘要
韓國	易產生電弧之高壓(35 kV 以下)架空電氣設備與建築物需至少距離 1 m 以上，而易產生電弧之特高壓(35 kV 以上)電氣設備與建築物之距離至少需 2 m 以上。 [電氣設備施工技術標準-35]
臺灣	接戶導線與其通過之屋頂、陽台、門廊或露台等最高點的垂直間隔為 3 m。 [電業供電線路裝置規則-第 100 條]

8. 本計畫已蒐集分析美國國家電氣安全法規，如表 4-58 所示，其中美國國家電氣安全法規為建築物外電氣設施安裝與操作規定、架空與地下線路及通訊線路佈設方式等基本規定及維護運轉規則。

表 4-58 美國國家級法規之內容摘要

法規名稱	內容摘要
美國國家電氣安全法規	架空線路、導線及電纜依不同設置地點，則有不同之離地高度限制，其中離地高度範圍為 2.9 m 至 6.1 m。 [P2-S22-232]

9. 於日本道路占用許可標準、韓國亭置式變壓器施工標準與臺灣公路用地使用規則之標準中，均規範配電變壓器設置於汽車道或人行道植栽設施帶之設置位置，即如表 4-59 所示，其中日本、韓國與臺灣於規範中，均建議將配電設備優先設置於植栽設施帶中央，以免影響行人及車輛之通行。

表 4-59 各國設置於汽車道或人行道植栽設施帶之規範

國家	規範內容摘要
日本	設置於植栽設施帶中央，並需與汽車道或人行道保持 0.25 m 以上之距離。 [東京附近城市道路占用許可標準-第 1 號物件-建物類]
韓國	設置於植栽設施帶且不影響周遭環境美觀為原則。 [亭置式變壓器施工標準-C3-3.2]
臺灣	設置於植栽設施帶之中央。 [公路用地使用規則-第 16 條]

10. 表 4-60 為德國與韓國對於配電設施遷移費用承擔對象之規範，由表可知，當用戶因自身因素要求電力公司遷移配電設施時，則遷移費用應由申請人負擔。

表 4-60 配電設施遷移費用承擔對象之規範

國家	內容摘要
德國	<ul style="list-style-type: none"> ● 用戶申請遷移配電變壓器至其它合適之位置，則用戶需承擔配電變壓器遷移費用。 ● 若欲架設配電線路相關設施之土地為他人所有，且該土地擁有者欲申請搬遷此配電設施時，則該地主需提出此配電設施確不適合設置於該位置之證明，方可免於負擔遷移費用，同時相關配電設施之搬遷成本應由電力公司承擔。 [低壓配電設備使用法-10]
韓國	<ul style="list-style-type: none"> ● 影響新增設建物之建置時，則土地所有權人可向電力公司申請配電設施拆遷事宜，且遷移成本由電力公司負擔。 ● 若用戶因環境美化因素要求電力公司遷移配電設施時，則遷移費用應由申請人負擔。 ● 當配電線路影響道路局執行道路建設時，則遷移費用需由電力公司承擔。 [配電線路遷移服務手冊-P3-C3-3.1]

11. 德國巴伐利亞邦建築規範之內容為電氣室要求及變壓器設備設置規範，可作為大樓地下配電室之設置參考。
12. 英國國家電氣安裝標準包含安全防護規定、配電設備位於絕緣地

面與牆壁之設置規範、熱空間保護規定、配電設備與電氣安裝選擇規定，可作為設置變壓器與其它設施間隔距離等問題之參考。

13. 日本推動無桿化政策成效顯著，茲由截至 2011 年之統計資料可知，東京 23 區及東京電力公司整體供電區域之無桿化比例分別約為 45.8%及 9.8%，不僅美化都市景觀、擴大人行道空間，同時強化供電穩定度。
14. 根據日本九州福岡及下關地區之亭置式變壓器及桿上變壓器設置情形可知，其設置於汽車道與人行道之邊界至少為 0.25 m 以上。
15. 韓國配電變壓器目前多設於公有地，且對於新設亭置式變壓器皆需考慮外觀美化，並以不影響市容外觀為原則。

第五章 配電變壓器之區處訪查資料探討

5-1 前言

為瞭解台灣電力公司於配電變壓器設置地點規劃及裝置方法之實際執行情形，本研究團隊於計畫執行期間實際訪查台灣電力公司北南區處、宜蘭區處、台南區處、新竹區處及彰化區處，以實地瞭解各區處於設置配電變壓器所遭遇之問題，暨彙整設置配電變壓器所遭遇之困難，同時蒐集台灣電力公司各區處配電設備遷移案件及問卷分析，俾供配電變壓設置地點、裝置方法及變壓器與民宅距離等問題之參考依據。

5-2 區營業處地理環境與現況

本節介紹台灣電力公司北南區處、宜蘭區處、台南區處、新竹區處及彰化區處之地理環境及配電變壓器設置情況，概述如下：

A. 北南區處

圖 5-1 為台灣電力公司北南區營業處建築物之外觀，北南區處之管理轄區包括板橋、永和、中和、新店、土城、石碇、深坑、烏來、坪林及台北市文山區，服務面積約 885 平方公里，該區處管轄區域內有眾多工業區內廠辦大樓及集合式高樓住宅，供電設施如表 5-1 至表 5-7 所示。

表 5-1 為北南區處於 2011 年至 2012 年安裝電桿之數量統計表，其中北南區處設置之電桿以水泥桿為主，其次為木桿與鋼桿。至於所安裝之線路用與變壓器用 9 kV 避雷器，共約 6 千多具，詳細數量如表 5-2 所示。另表 5-3 為北南區處於 2011 年至 2012 年所設置之配電場所統計表，由表可知，北南區處之配電場所，主要以地面與地下一樓為主，且地下二樓以下之配電場雖相對較少，但於 2012 年地下二

樓以下之配電場則增加約 11 座。至於表 5-4 及表 5-5 則分別為北南區處於 2011 年至 2012 年所設置之配電架空開關及亭置式變壓器附屬設施統計表。



圖 5-1 台灣電力公司北南區處外觀實照

表 5-1 北南區處於 2011~2012 年電桿數量統計表

年度	木 桿 (單 桿)	水 泥 桿 (單 桿)	鋼 桿 (各 桿)	鐵 塔 (各種型式)	合 計
2011 年	2576	57634	590	0	60800
2012 年	2569	57696	586	0	60851

表 5-2 北南區處於 2011~2012 年 9 kV 避雷器數量統計表

年度	線路用(具)	變壓器用(具)	合計(具)
2011 年	3832	2578	6410
2012 年	3895	2695	6590

表 5-3 北南區處於 2011~2012 年配電場所數量統計表

年度	地面	地下一樓	地下二樓以下	合 計
	配電場所	配電場所	配電場所	配電場所
2011 年	6452	5746	322	12520
2012 年	6590	5715	333	12638

表 5-4 北南區處於 2011~2012 年配電架空開關數量統計表

年度	路燈控制開關				高壓油 開 關
	50A	60A	100A	135A	
2011 年	0	0	879	1,167	243
2012 年	0	0	722	1,318	745
年度	高壓負載 啟斷開關	變壓器用 熔絲鏈開關	線路用 熔絲鏈開關	分段開關 (D.S)具	復閉器 三相
2011 年	670	16,971	5,527	2,116	4
2012 年	756	15,423	5,498	1,669	4

表 5-5 北南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器附屬設施表

年度	電壓別 (kV)	負載啟斷開關		電力保險絲組		四路幹線開關		
		200A	600A			2-600A 2-200A	3-600A 1-200A	2-600A 2-125E
2011 年	11.4	50	216	1,710		483	0	56
	22.8	10	10	5,066		1,241	45	160
2012 年	11.4	98	154	1,580		475	0	56
	22.8	0	0	2,913		705	27	82
年度	電壓別 (kV)	限流熔絲	分段開關 (具)	亭置式 二路開關	自動負載 切換開關	四路 分岐插頭	三路 連接端頭	合 計
2011 年	11.4	2,092	66	826	3	7,637	0	13,139
	22.8	1,971	2	1,740	22	5,821	0	16,088
2012 年	11.4	2,063	68	817	3	7,501	0	12,815
	22.8	1,131	0	1010	12	3,296	0	9,176

表 5-6 與表 5-7 分別為北南區處於 2011 年至 2012 年所設置配電變壓器之用途及配電線路間距與回長長度之統計表，其中於 2012 年所設置之力用與燈力併用配電變壓器數量及裝置容量均有增加趨勢，因此可推測目前北南區處配電變壓器之接線方式，應係採用雙具具中心抽頭變壓器之接線方式為主，不僅供應單相三線式 110 V/220 V 及單相三線式 220 V 一般表燈用電及燈力併用之用戶，同時可減少配電變壓器之設置。至於配電線路間距與回長長度統計中，11.4 kV 被覆線之回長約 1,311 公里，而 11.4 kV 裸線約 280 公里，因此被覆

線回長度遠較裸線多，若遇大雨等較差之天候，將可降低感電事故發生機率。

表 5-6 北南區處於 2011~2012 年配電變壓器用途統計表

年度	燈 用		動 力 用	
	台 數	容量(kVA)	台 數	容量(kVA)
2011 年	26023	2226331	24895	2132200
2012 年	24775	2172692.5	25378	2182691
年度	燈 力 併 用		合 計	
	台 數	容量(kVA)	台 數	容量(kVA)
2011 年	11901	1253554	62819	5612085
2012 年	12081	1284297	62234	5639680.5

表 5-7 北南區處於 2011~2012 年配電線路間距與回長長度表

年度	性質	高壓線 S			低壓線 B		D	T=S+B-D
		11.4 kV(km)			低壓與特 高壓共架 (km)	600V 以下 (km)	高低壓 共架 (km)	合 計 (km)
		裸線	被覆線	電纜				
2011 年	間距	225.579	1,277.377	36.537	0	1,225.364	386.161	2,378.696
	回長	280.586	1,317.619	40.334	0	1,789.584	0.000	3,428.123
2012 年	間距	225.579	1,271.167	36.336	0	1,219.837	386.161	2,366.758
	回長	280.586	1,311.409	40.133	0	1,784.120	0.000	3,416.248

B. 宜蘭區處

台灣電力公司宜蘭區處位於臺灣宜蘭地區，如圖 5-2 所示該地氣候大多呈現多雨少晴之現象，故所處設置之配電設備均需具備較佳之絕緣與防潮設計，且亭置式變壓器需儘量避免安置於低窪地區，以防止大雨淹水造成設備損害情況。至於該區處對於桿上變壓器之設置方式，除需使用強度較佳之電桿外，同時亦已儘量選擇背風處及地質較佳之地形設置配電變壓器，以避免強風或颱風過境造成電桿斷裂情況。表 5-8 為宜蘭區處於 2011 年至 2012 年電桿數量之統計表，其中

水泥桿之使用數量均較木桿及鋼桿多。另表 5-9 為宜蘭區處於 2011 年至 2012 年所設置 9 kV 避雷器數量之統計表，由表可知，宜蘭區處裝設之避雷器數量均高於其它區處裝設之數量，應係宜蘭地區多雨且位處山區，故需裝設較多之避雷器，以防範電氣設備發生損害。



圖 5-2 台灣電力公司宜蘭區處外觀實照

表 5-8 宜蘭區處於 2011~2012 年之電桿數量統計表

年度	木 桿 (單 桿)	水 泥 桿 (單 桿)	鋼 桿 (各 桿)	鐵 塔 (各種型式)	合 計
2011 年	38	83,664	53	0	83,755
2012 年	36	84,966	53	0	85,055

表 5-9 宜蘭區處於 2011~2012 年之 9 kV 避雷器數量統計表

年度	線路用 (具)	變壓器用 (具)	合計 (具)
2011 年	5,860	11,665	17,525
2012 年	6,573	11,781	18,354

宜蘭區處於 2011 年至 2012 年所設置之配電場所數量統計表，如表 5-10 所示，其中地面配電場所有增加趨勢，而地下配電場所之數量略減，推估應係颱風侵台常由東部登陸，故需格外留意地下配電場所恐遭淹水事故。另表 5-11 及表 5-12 則分別為宜蘭區處於 2011 年至 2012 年設置之配電架空開關及亭置式變壓器附屬設施數量統計表，其中配電架空開關與亭置式變壓器附屬設施之設置數量於 2012 年略為增加，此原因應係宜蘭地區正施行都市規劃更新，需汰換或新設較多之配電架空開關或亭置式變壓器附屬設施，以期提升該地區基礎建設之發展性。至於表 5-13 為宜蘭區處於 2011 年至 2012 年所架設之配電變壓器數量，而表 5-14 則為宜蘭區處於 2011 年至 2012 年所設置之配電線路間距與回長長度，由表可知，宜蘭區處於近三年所設置之配電變壓器，其用於燈用、力用與燈力併用之數量均有增加，同時配電線路間距與回長之長度亦有增加，故需安裝較多配電變壓器及其附屬設施。

表 5-10 宜蘭區處於 2011~2012 年配電場所數量統計表

年度	地面 配電場所	地下一樓 配電場所	地下二樓以下 配電場所	合 計
2011 年	5,764	771	2	6,537
2012 年	5,914	769	2	6,685

表 5-11 宜蘭區處於 2011~2012 年配電架空開關統計表

年度	路燈控制開關 (具)				高壓 油開關
	50A	60A	100A	135A	
2011 年	8	175	421	1,647	243
2012 年	8	175	418	1,853	165
年度	高壓負載 啟斷開關	變壓器用 熔絲鏈開關	線路用 熔絲鏈開關	分段開關 (D.S)	三相 復閉器
2011 年	441	14,101	7,051	2,208	3
2012 年	456	17,053	7,169	2,202	3

表 5-12 宜蘭區處 2011~2012 年亭置式變壓器附屬設施統計表

年度	電壓別 (kV)	負載啟斷開關		電力保險絲組		四路幹線開關		
		200A	600A			2-600A 2-200A	3-600A 1-200A	2-600A 2-125E
2011 年	11.4	17	30	948		307	35	6
	22.8	0	0	135		20	11	0
2012 年	11.4	14	24	1,029		310	40	6
	22.8	0	0	132		19	11	0
年度	電壓別 (kV)	限流熔絲	分段開關 (具)	亭置式 二路開關	自動負載 切換開關	四路 分岐插頭	三路 連接端頭	合 計
2011 年	11.4	451	31	357	3	1,884	27	4,096
	22.8	63	0	54	0	191	0	474
2012 年	11.4	484	21	380	3	1,923	27	4,261
	22.8	63	0	63	0	202	0	490

表 5-13 宜蘭區處於 2011~2013 年配電變壓器用途統計表

年度	燈 用		力 用	
	台 數	容量(kVA)	台 數	容量(kVA)
2011 年	12,391	484,772	9,011	443,474
2012 年	12,635	497,404	9,273	456,810
年度	燈 力 併 用		合 計	
	台 數	容量(kVA)	台 數	容量(kVA)
2011 年	6,977	445,049	28,379	1,373,295
2012 年	7,181	458,762	29,089	1,412,976

表 5-14 宜蘭區處於 2011~2012 年配電線路間距與回長長度表

年度	性質	高壓線 S			低壓線 B		D	T=S+B-D
		11.4 kV (km)			低壓與特 高壓共架 (km)	600V 以下 (km)	高低壓 共架(km)	合 計 (km)
		裸線	被覆線	電纜				
2011 年	間距	570.413	1,569.700	13.454	0.432	1,886.541	1,223.155	2,816.953
	回長	574.285	1,672.416	14.973	0.432	3,431.456	0.000	5,693.130
2012 年	間距	563.000	1,597.889	13.616	0.432	1,899.914	1,230.825	2,843.594
	回長	566.905	1,705.324	15.135	0.432	3,459.033	0.000	5,746.397

C. 台南區處之簡介

圖 5-3 為台灣電力公司台南區處外觀實照，其位於嘉南平原南端，轄區各樣產業發達，山區與沿海普遍為農漁業，市郊有大、中、小型工廠林立，同時商業於市區亦相當興盛。至民國 102 年 3 月底，轄區總用戶數為 952,354 戶，其中電燈用戶為 930,609 戶，約占總用戶數 97.72%，電力用戶為 21,745 戶，約占總用戶數 2.28%。台南區處之部分街道狹窄，有供電線路施工困難問題，於沿海地區之管線維護花費亦較高，同時山區於颱風季節時，因路徑較窄小，常有搶修困難，需考慮絕緣及防潮設計，以兼顧安全用電與保護施工人員之目標。

表 5-15 及表 5-16 為台南區處於 2011 年至 2012 年所設置之電桿與 9 kV 避雷器數量統計表，其中 2012 年之水泥桿數量略為下降，而木桿數量則持平。至於避雷器數量之統計部分，則線路用避雷器於 2012 年之數量稍微增加，但變壓器用避雷器數量卻稍微下降。至於



圖 5-3 台灣電力公司台南區處外觀實照

表 5-17 為台南區處 2011 年至 2012 年之配電場所數量，其中台南區處所設置之配電場所，則以設置於地面和地下一樓為主，地面和地下一樓配電場所之數量均較前年增加。台南區處於 2012 年共計有 21174 處配電場所，另表 5-18 為台南區處於 2011 年至 2012 年所設置之配電架空開關數量統計表，其中配電架空開關除路燈控制開關可分成 50A、60A、100A 與 135A 等類型外，尚有高壓油開關、高壓負載起斷開關、變壓器用熔絲鏈開關、線路用熔絲鏈開關等分段開關等設備。又表 5-19 為台南區處於 2011 年至 2012 年設置之亭置式變壓器附屬設施數量統計表，由表可知，亭置式變壓器附屬設施可分為 11.4 kV 與 22.8 kV 之負載啟斷開關、電力保險絲組、四路幹線開關、限流熔絲、亭置式二路開關、自動負載切換開關與三路連接端頭。

表 5-15 台南區處於 2011~2012 年電桿數量統計表

年度	木桿 (單桿)	水泥桿 (單桿)	鋼桿 (各桿)	鐵塔 (各種型式)	合 計
2011 年	505	205,728	29	0	206,262
2012 年	505	203,055	29	0	203,589

表 5-16 台南區處於 2011~2012 年 9 kV 避雷器數量統計表

年度	線路用(具)	變壓器用(具)	合計(具)
2011 年	7,890	33,972	41,862
2012 年	7,929	33,861	41,790

表 5-17 台南區處於 2011~2012 年配電場所數量統計表

年度	地面 配電場所	地下一樓 配電場所	地下二樓以下 配電場所	合 計
2011 年	18,144	2,650	66	20,860
2012 年	18,386	2,726	62	21,174

表 5-18 台南區處於 2011~2012 年配電架空開關數量統計表

年度	路燈控制開關(具)				高壓油開關
	50A	60A	100A	135A	
2011 年	375	71	4,996	2,022	1,035
2012 年	375	71	5,054	2,057	1,035
年度	高壓負載 啟斷開關	變壓器用 熔絲鏈開關	線路用 熔絲鏈開關	分段開關 (D.S)	三相 復閉器
2011 年	551	50,291	7,941	6,593	28
2012 年	566	50,891	8,031	6,408	28

表 5-19 台南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器附屬設施表

年度	電壓別 (kV)	負載啟斷開關		電力保險絲組		四路幹線開關		
		200A	600A			2-600A	3-600A	2-600A
						2-200A	1-200A	2-125E
2011 年	11.4	63	141	3,651	491	9	10	
	22.8	16	76	1,833	703	27	4	
2012 年	11.4	63	141	3,672	492	9	10	
	22.8	28	76	1,851	676	27	4	
年度	電壓別 (kV)	限流熔絲	分段開關 (具)	亭置式 二路開關	自動負載 切換開關	四路 分岐插頭	三路 連接端頭	合 計
2011 年	11.4	2,219	11	928	3	11,993	11	19,531
	22.8	421	0	602	4	6,349	7	10,042
2012 年	11.4	2,250	11	891	3	11,691	11	19,245
	22.8	426	0	594	4	8,643	7	12,336

表 5-20 為台南區處於 2011 年至 2012 年配電變壓器用途之統計表，其中依配電變壓器接線方式之不同，可分為燈用、力用與燈力併用等三種用途，由表可知，於 2012 年設置之配電變壓器總台數達 111,289 台，裝置容量共計 6,071,209 kVA。至於表 5-21 為台南區處於 2011 年至 2012 年統計之配電線路間距與回長，其中所統計之項目包含 11.4 kV 高壓線、低壓與特高壓共架、600V 以下低壓線及高低壓共架，由本表可發現，於 2012 年台南區處之配電線路間距與回長長度均有增加趨勢，應可推估台南地區經濟成長，故需增設許多配電變壓器及附屬設施之安裝。

表 5-20 台南區處於 2011~2012 年配電變壓器用途統計表

年度	燈 用		力 用	
	台 數	容量(kVA)	台 數	kVA
2011 年	38,301	1,728,550	32,702	1,944,710
2012 年	39,145	1,811,527	33,416	2,037,481
年度	燈 力 併 用		合 計	
	台 數	kVA	台 數	kVA
2011 年	37,804	2,107,590	108,807	5,780,850
2012 年	38,728	2,222,201	111,289	6,071,209

表 5-21 台南區處於 2011~2012 年配電線路間距與回長長度表

年度	性質	高壓線 S			低壓線 B		D	T=S+B-D
		11.4 kV (km)			低壓與特 高壓共架 (km)	600V 以下 (km)	高低壓 共架 (km)	合 計 (km)
		裸線	被覆線	電纜				
2011 年	間距	1,349.022	3,669.455	84.937	0.186	4,357.512	2,660.174	6,800.752
	回長	1,494.200	3,851.798	92.418	0.383	8,009.821	0.000	13,448.237
2012 年	間距	1,339.217	3,689.342	96.331	0.186	4,388.331	2,676.635	6,836.586
	回長	1,482.651	3,872.588	103.812	0.383	8,066.396	0.000	13,525.447

D. 新竹區處之簡介

本處設於新竹市，營業區域包括新竹市及新竹縣(一市、十二鄉鎮)，用戶數約 490,705 戶，轄區總面積約 1,531 平方公里，目前設有市區服務中心一處及各地服務所十所。新竹區處之山地面積約占三分之二，強風及落雷頻繁，再加上所屬轄區內之新竹科學工業園區及新竹工業區用電量需求量大，必須有可靠供電及高品質之電力供應，因此新竹區處之供電挑戰相當高。

圖 5-4 為台灣電力公司新竹區營業處建築物之外觀，其供電設施及配電變壓器附屬設備資料，則如表 5-22 至表 5-28 所示。由表可知，該區處電桿以水泥桿為大宗，而 9 kV 避雷器總數則約 2 萬 3 千多具，且配電場所主要以地面及地下一樓為主，變壓器用途則分為燈

用、動力用、燈力併用，且裝置容量及數量均有增加之趨勢，至於配電線路統計中，11.4 kV 裸線及被覆線長度分別約為 1,302 及 1,609 公里，所占長度比例相近。



圖 5-4 台灣電力公司新竹區處外觀實照

表 5-22 新竹區處於 2011~2012 年電桿數量統計表

年度	木 桿	水 泥 桿	鋼 桿	鐵 塔	合 計
	(單 桿)	(單 桿)	(各 桿)	(各種型式)	
2011 年	321	146848	326	6	147501
2012 年	314	149340	324	6	149984

表 5-23 新竹區處於 2011~2012 年 9 kV 避雷器數量統計表

年度	線路用(具)	變壓器用(具)	合計(具)
2011 年	16806	6986	23792
2012 年	16034	6974	23008

表 5-24 新竹區處於 2011~2012 年配電場所數量統計表

年度	地面	地下一樓	地下二樓以下	合 計
	配電場所	配電場所	配電場所	配電場所
2011 年	8269	2235	21	10525
2012 年	8643	2322	22	10987

表 5-25 新竹區處於 2011~2012 年配電架空開關數量統計表

年度	路燈控制開關				高壓油 開 關
	50A	60A	100A	135A	
2011 年	773	747	3,684	3,379	257
2012 年	751	710	3,685	3,966	257
年度	高壓負載 啟斷開關	變壓器用 熔絲鏈開關	線路用 熔絲鏈開關	分段開關 (D.S)具	復閉器 三相
2011 年	133	33,466	3,663	3,460	4
2012 年	124	33,149	3,624	3,313	4

表 5-26 新竹區處於 2011~2012 年亭置式變壓器附屬設施表

年度	電壓別 (kV)	負載啟斷開關		電力保險絲組		四路幹線開關		
		200A	600A			2-600A 2-200A	3-600A 1-200A	2-600A 2-125E
2011 年	11.4	0	262	2,606		364	0	85
	22.8	23	52	1,759		975	214	9
2012 年	11.4	0	262	2,739		364	0	85
	22.8	23	52	1,759		1024	214	9
年度	電壓別 (kV)	限流熔絲	分段開關 (具)	亭置式 二路開關	自動負載 切換開關	四路 分岐插頭	三路 連接端頭	合 計
2011 年	11.4	919	0	219	8	4274	0	8737
	22.8	986	5	1784	36	8514	0	14357
2012 年	11.4	974	0	219	8	4161	0	8812
	22.8	986	5	1890	36	8821	0	14819

表 5-27 新竹區處於 2011~2012 年配電變壓器用途統計表

年度	燈 用		動 力 用	
	台 數	容量(kVA)	台 數	容量(kVA)
2011 年	22629	1385327	16751	1044209
2012 年	22832	1431036	16960	1077669
年度	燈 力 併 用		合 計	
	台 數	容量(kVA)	台 數	容量(kVA)
2011 年	11418	773850	50798	3203386
2012 年	11561	796535	51353	3305240

表 5-28 新竹區處於 2011~2012 年配電線路間距與回長長度表

年度	性質	高壓線 S			低壓線 B		D	T=S+B-D
		11.4 kV(km)			低壓與特 高壓共架 (km)	600V 以下 (km)	高低壓共 架(km)	合 計 (km)
		裸線	被覆線	電纜				
2011 年	間距	1,190.162	1,483.252	394.918	0	2,975.733	1,732.479	4,311.586
	回長	1,299.055	1,611.360	412.135	0	5,473.544	0.000	8,796.094
2012 年	間距	1,192.662	1,481.216	439.053	0	3,012.648	1,751.984	4,373.595
	回長	1,302.151	1,609.807	463.669	0	5,543.339	0.000	8,918.966

E. 彰化區處之簡介

彰化區處地處臺灣中部，北東南分鄰台中、南投及雲林三縣，西部為濱海，並以大肚溪與濁水溪為北南分界線，服務範圍為彰化縣隸屬之 26 鄉鎮市，總面積約為 1,077 平方公里，其中彰化區處之變電所數量，共有 1 座一次變電所(Primary Substation, P/S)、10 座配電變電所(Distribution Substation, D/S)及 21 座二次變電所(Secondary Substation, S/S)。

圖 5-5 為台灣電力公司彰化區營業處建築物之外觀，彰化區處管理轄區包括彰化縣各鄉鎮市，其供電設施及配電變壓器附屬設備資料，如表 5-29 至表 5-35 所示。由表可知，該區處之電桿以水泥桿居多，且 9 kV 避雷器總數約為 3 萬 7 千多具，並配置各種用途之配電

架空開關及電力保險絲組，至於 2012 年在配電線路統計中，11.4 kV 裸線及被覆線長度分別約為 3,216 及 2,268 公里，且電纜約 99 公里。



圖 5-5 台灣電力公司彰化區處外觀實照

表 5-29 彰化區處於 2011~2012 年電桿數量統計表

年度	木 桿 (單 桿)	水 泥 桿 (單 桿)	鋼 桿 (各 桿)	鐵 塔 (各種型式)	合 計
2011 年	651	230169	9	0	230829
2012 年	718	228185	16	0	228919

表 5-30 彰化區處於 2011~2012 年 9 kV 避雷器數量統計表

年度	線路用(具)	變壓器用(具)	合計(具)
2011 年	5012	32135	37147
2012 年	5665	31862	37527

表 5-31 彰化區處於 2011~2012 年配電場所數量統計表

年度	地面	地下一樓	地下二樓以下	合 計
	配電場所	配電場所	配電場所	配電場所
2011 年	8308	751	3	9062
2012 年	8332	751	3	9086

表 5-32 彰化區處於 2011~2012 年配電架空開關數量統計表

年度	路燈控制開關				高壓油 開 關
	50A	60A	100A	135A	
2011 年	295	1,006	2,931	1,812	782
2012 年	1,218	1,289	2,830	1,255	754
年度	高壓負載 啟斷開關	變壓器用 熔絲鏈開關	線路用 熔絲鏈開關	分段開關 (D.S)具	復閉器 三相
2011 年	876	43,215	19,210	9,875	0
2012 年	903	51,755	18,152	10,351	0

表 5-33 彰化區處於 2011~2012 年亭置式變壓器附屬設施表

年度	電壓別 (kV)	負載啟斷開關		電力保險絲組		四路幹線開關		
		200A	600A			2-600A 2-200A	3-600A 1-200A	2-600A 2-125E
2011 年	11.4	79	0	2,126		451	9	5
	22.8	18	7	290		144	10	3
2012 年	11.4	81	0	2,011		488	6	9
	22.8	23	9	182		148	11	4
年度	電壓別 (kV)	限流熔絲	分段開關 (具)	亭置式 二路開關	自動負載 切換開關	四路 分岐插頭	三路 連接端頭	合 計
2011 年	11.4	297	6	685	2	4,832	0	8,492
	22.8	105	0	165	0	1,392	0	2,134
2012 年	11.4	283	9	714	4	4,520	0	8,125
	22.8	198	0	161	1	672	0	1,409

表 5-34 彰化區處於 2011~2012 年配電變壓器用途統計表

年度	燈 用		動 力 用	
	台 數	容量(kVA)	台 數	容量(kVA)
2011 年	18060	660040	34086	1597833
2012 年	16279	629584	40466	1842604
年度	燈 力 併 用		合 計	
	台 數	容量(kVA)	台 數	容量(kVA)
2011 年	29028	1613622	81174	3871495
2012 年	34332	1866754	91077	4338942

表 5-35 彰化區處於 2011~2012 年配電線路間距與回長長度表

年度	性質	高壓線 S			低壓線 B		D	T=S+B-D
		11.4 kV(km)			低壓與特 高壓共架 (km)	600V 以下 (km)	高低壓共 架(km)	合 計 (km)
		裸線	被覆線	電纜				
2011 年	間距	2,971.818	2,105.582	87.513	0.272	7,111.365	3,595.701	8,680.577
	回長	3,213.530	2,229.629	90.974	0.272	14,311.247	0.000	19,845.380
2012 年	間距	2,973.753	2,136.501	95.855	0.272	7,166.805	3,614.566	8,758.348
	回長	3,216.658	2,268.603	99.355	0.272	14,412.687	0.000	19,997.303

5-3 台灣電力公司各區處配電設備遷移案件之統計分析

由於臺灣地區地狹人稠，致使電力公司於興建配電設施或設置配電變壓器時，相關配電設備之設置地點難尋，因此本計畫為期實際瞭解電力公司於設置配電設備遭遇之困難，製作工作訪查問卷，如附錄 F 所示，以實地訪談台灣電力公司北南區處、宜蘭區處、台南區處、新竹區處及彰化區處於執行相關配電設施設置之困難，希冀研提適合配電設備設置地點的可行方案。茲將台灣電力公司北南區處、宜蘭區處及台南區配電變壓器之設置情況與遷移案件，說明如下：

A. 北南區處配電設備設置情況與遷移案件之探討

表 5-36 及表 5-37 分別為北南區處於 2011 年至 2012 年亭置式變壓器設置之總數與總裝置容量，其中之符號 1Φ 表示變壓器係屬單相，而一般油及高燃點則分別表示變壓器之絕緣方式為一般絕緣油及高燃點絕緣油。由表可知，亭置式變壓器依容量區分，可分為 25 kVA、50 kVA、100 kVA 與 167 kVA，其中在北南區處裝設之 11.4 kV 亭置式變壓器數量，以容量 100 kVA 為最多，至於 22.8 kV 之亭置式變壓器，則以裝設高燃點絕緣油亭置式變壓器為主。另北南區處於 2011 年至 2012 年裝置之桿上變壓器總數及總容量，即如表 5-38 及表 5-39 所示，其中北南區處設置之桿上變壓器，若依外型區分則有

普通型、改良型、密封型及非晶質等類型可供選擇，故可依不同設置環境，選擇適宜之桿上變壓器，以減少配電變壓器損壞之機率。又由

表 5-36 北南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設數量表

亭置式 變壓器容量 (一般油)	2011 年裝設數量(具)		2012 年裝設數量(具)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	883	190	795	176
50 kVA (1Φ)	1,387	317	1,261	311
100 kVA (1Φ)	2,618	729	2,422	725
167 kVA (1Φ)	1,874	661	1,734	653
亭置式 變壓器容量 (高燃點)	2011 年裝設數量(具)		2012 年裝設數量(具)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	1,662	1,068	1,760	1,164
50 kVA (1Φ)	2,682	1,772	2,772	1,947
100 kVA (1Φ)	5,160	4,865	5,234	5,172
167 kVA (1Φ)	4,133	5,698	4,224	6,041

表 5-37 北南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設容量表

亭置式 變壓器容量 (一般油)	2011 年總裝置容量(kVA)		2012 年總裝置容量(kVA)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	22,075	4,750	19,875	4,400
50 kVA (1Φ)	69,350	15,850	63,050	15,550
100 kVA (1Φ)	261,800	72,900	242,200	72,500
167 kVA (1Φ)	312,958	110,387	289,578	109,051
總數	666,183	203,887	614,703	201,501
亭置式 變壓器容量 (高燃點)	2011 年總裝置容量(kVA)		2012 年總裝置容量(kVA)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	41,550	26,700	44,000	29,100
50 kVA (1Φ)	134,100	88,600	138,600	97,350
100 kVA (1Φ)	516,000	486,500	523,400	517,200
167 kVA (1Φ)	690,211	951,566	705,408	1,008,847
總數	1,381,861	1,553,366	1,411,408	1,652,497

表 5-38 北南區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設數量表

年度	10 kVA	25 kVA				50 kVA			
	普通	普通	改良	密封	非晶質	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	694	3,780	1,644	4,020	158	1,806	1,090	2,030	226
2012 年	370	3,114	1,551	4,371	162	1,308	1,018	2,235	219
年度	100 kVA				167 kVA	合 計(具)			
	普通	改良	密封	非晶質	改良	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	3,383	2,861	3,866	18	544	9,801	6,139	9,916	402
2012 年	2,989	2,735	4,314	17	533	7,808	5,837	10,920	398

表 5-39 北南區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設總容量表

年度	10 kVA	25 kVA				50 kVA			
	普通	普通	改良	密封	非晶質	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	6,940	94,500	41,100	100,500	3,950	90,300	54,500	101,500	11,300
2012 年	3,700	77,850	38,775	109,275	4,050	65,400	50,900	111,750	10,950
年度	100 kVA				167 kVA	合 計(kVA)			
	普通	改良	密封	非晶質	改良	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	338,300	286,100	386,600	1,800	90,848	538,912	472,548	588,600	17,050
2012 年	298,900	273,500	431,400	1,700	89,011	448,865	452,186	652,425	16,700

桿上變壓器裝設數量之統計表可知，普通型、改良型與非晶質桿上變壓器於 2012 年之數量均較 2011 年減少，而密封型桿上變壓器則有增加之趨勢，此乃考慮密封型桿上變壓器對周遭環境變化具有較大之耐受度，應有助於減少變壓器損害事故，可提升該地區配電網路安全性。

此外，圖 5-6 為北南區處 2011 年至 2012 年地下及架空配電設備比較圖，其中圖中所述之架空配電設備數量，則包含電桿、桿上變壓器及其附屬設施，而地下配電設備之數量亦包含開關、亭置式變壓器及其附屬設施。由圖可知，於 2012 年裝設之地下配電設備總數較 2011 年多，而架空配電設備於 2012 年之總數則較 2011 年減少，應係實施配電線路地下化及都市景觀美化。另表 5-40 為北南區處配電設備遷

移案件之平均處理人次，於 2012 年每件遷移案件所需之人力約 21 人次，若依區處總人數為 558 人，則於 2012 年案件之平均人次百分比約為 3.76%，較 2011 年的 3.18% 增加約 0.6%。

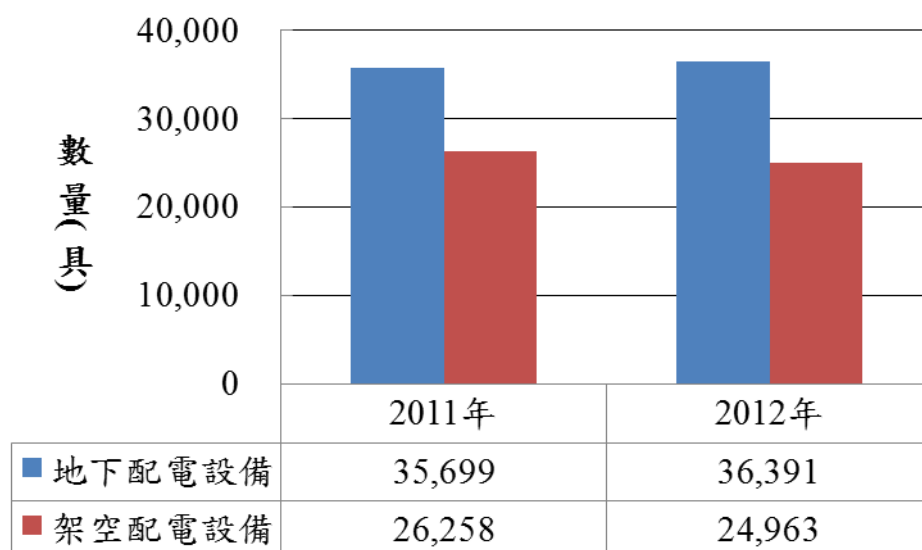


圖 5-6 北南區處 2011~2012 年地下及架空配電設備比較圖

表 5-40 北南區處配電設備遷移案件之平均處理人次

年份 \ 人數	區處總人數	案件平均人次 (設計部門)	案件平均人次百分比(%)
2011 年	566	18	3.18
2012 年	558	21	3.76

B. 宜蘭區處配電設備設置情況與遷移案件之探討

宜蘭地區所設置配電變壓器之型式、種類、數量及總裝置容量，即分別如表 5-41 至表 5-44 所示，其中宜蘭地區所裝設亭置式變壓器之種類以高燃點絕緣油變壓器為主，而所裝設之桿上變壓器則以普通型及密封型桿上變壓器居多，其中密封型桿上變壓器之數量於 2012 年有增加趨勢，此應係考慮防範強風及颱風侵襲，並對周遭環境造成之影響有較高忍受度。另圖 5-7 為宜蘭區處於 2011 年至 2012 年所設置之配電變壓器比較圖，其中截至 2012 年之統計可知，宜蘭區處設

置之亭置式變壓器總數量為 9,258 具，總裝置容量約為 715,380 kVA，至於桿上變壓器之總數則約有 19,717 具，且總裝置容量約 680,821 kVA，因此由兩種配電變壓器之總裝設數量及總裝置容量比較可知，裝設於宜蘭地區之桿上變壓器數量較亭置式變壓器多約 10,459 具，但桿上變壓器之總裝置容量卻較亭置式變壓器少約 34,559 kVA。此或

表 5-41 宜蘭區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設表

亭置式變壓器容量 (一般油)	2011 年裝設數量(具)		2012 年裝設數量(具)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	544	53	543	50
50 kVA (1Φ)	488	56	444	53
100 kVA (1Φ)	657	47	636	44
167 kVA (1Φ)	308	19	302	16
亭置式變壓器容量 (高燃點)	2011 年裝設數量(具)		2012 年裝設數量(具)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	1,749	137	1,833	161
50 kVA (1Φ)	1,767	144	1,842	153
100 kVA (1Φ)	1,625	158	1,729	155
167 kVA (1Φ)	1,150	106	1,184	113

表 5-42 宜蘭區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設總容量表

亭置式 變壓器容量 (一般油)	2011 年總裝置容量(kVA)		2012 年總裝置容量(kVA)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	13,600	1,325	13,575	1,250
50 kVA (1Φ)	24,400	2,800	22,200	2,650
100 kVA (1Φ)	65,700	4,700	63,600	4,400
167 kVA (1Φ)	51,436	3,173	50,434	2,672
亭置式 變壓器容量 (高燃點)	2011 年總裝置容量(kVA)		2012 年總裝置容量(kVA)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	43,725	3,425	45,825	4,025
50 kVA (1Φ)	88,350	7,200	92,100	7,650
100 kVA (1Φ)	162,500	15,800	172,900	15,500
167 kVA (1Φ)	192,050	17,702	197,728	18,871

表 5-43 宜蘭區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設數量表

年度	10 kVA	25 kVA				50 kVA			
	普通	普通	改良	密封	非晶質	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	569	7,282	435	5,552	79	1,993	250	2,030	63
2012 年	456	7,250	410	5,980	84	1,907	226	2,250	72
年度	100 kVA				167 kVA	合 計(具)			
	普通	改良	密封	非晶質	改良	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	252	101	603	12	32	10,096	818	8,185	154
2012 年	246	94	703	6	33	9,859	763	8,933	162

表 5-44 宜蘭區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設總容量表

年度	10kVA	25 kVA				50 kVA			
	普通	普通	改良	密封	非晶質	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	5,690	182,050	10,875	138,800	1,975	99,650	12,500	101,500	3,150
2012 年	4,560	181,250	10,250	149,500	2,100	95,350	11,300	112,500	3,600
年度	100 kVA				167 kVA	合 計(kVA)			
	普通	改良	密封	非晶質	改良	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	25,200	10,100	60,300	1,200	5,344	312,590.0	38,819	300,600	6,325
2012 年	24,600	9,400	70,300	600	5,511	305,760.0	36,461	332,300	6,300

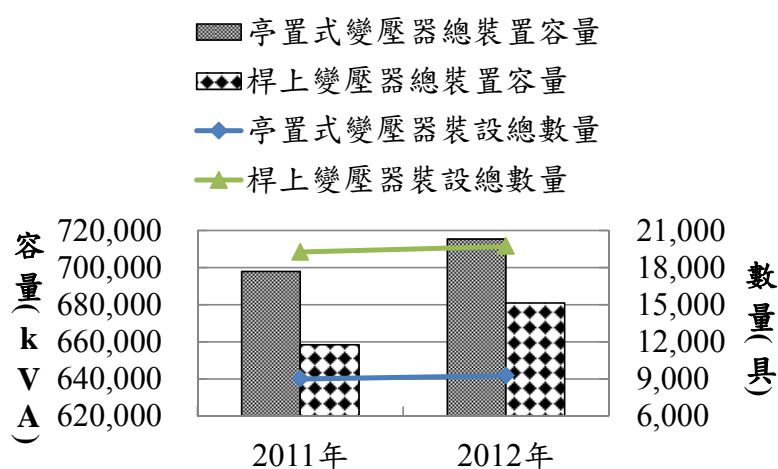


圖 5-7 宜蘭區處於 2011~2012 年所設置之配電變壓器比較圖

許係考量居住山區之居民雖以獨戶或零星幾戶集結居多，但分布範圍較為廣大，因此裝設於山區之配電變壓器，係以裝設低容量桿上變壓器為主；而在平地區域居民較為集中處，則以裝設高容量亭置式變壓器為主。

表 5-45 及表 5-46 分別為宜蘭區處於 2011 年至 2012 年地下及架空配電設備遷移案件統計表，其中表中所列之地下及架空配電設備遷移總數，則含括遷移電桿、開關、桿上與亭置式變壓器及其附屬設施之數目。另由 2012 年之統計可知，地下及架空配電設備之遷移案件百分比雖較 2011 減少，但總遷移案件，於 2012 年較 2011 年增加，即如圖 5-8 所示。又宜蘭區處於 2012 年需處理配電設備遷移之總案件數約 568 件，並較 2011 年少 93 件，至於遷移案件之平均人次百分比則如表 5-33 所示，均為 14%。

表 5-45 宜蘭區處於 2011~2012 年架空配電設備遷移案件表

數量 年份	架空配電設備總數	被要求遷移總案件數	案件百分比 (%)
2011 年	19,253	195	1.01
2012 年	19,717	143	0.73

表 5-46 宜蘭區處於 2011~2012 年地下配電設備遷移案件表

數量 年份	地下配電設備總數	被要求遷移總案件數	案件百分比 (%)
2011 年	9,008	466	5.17
2012 年	9,258	425	4.59

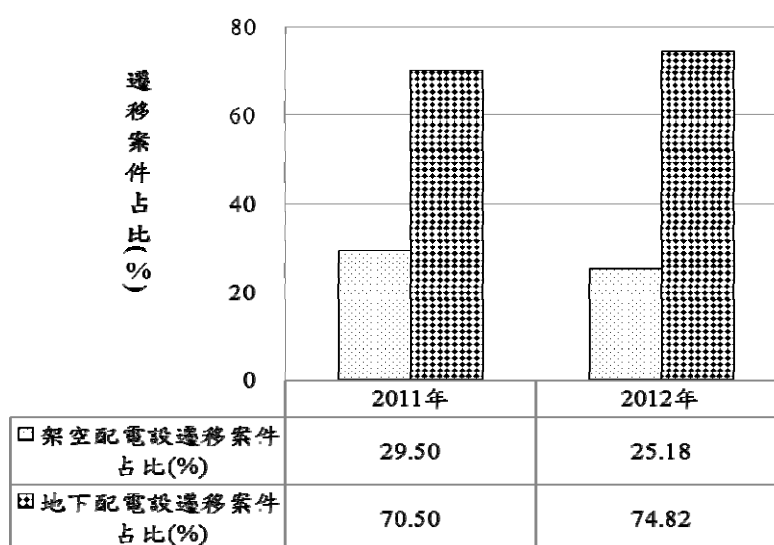


圖 5-8 宜蘭區處於 2011~2012 年配電設備遷移案件比較圖

表 5-47 宜蘭區處配電設備遷移案件之平均處理人次

人數 年份	承辦遷移作業人數	案件平均人次	案件平均人次百分比(%)
2011 年	50	7	14
2012 年	50	7	14

C. 台南區處配電設備設置情況與遷移案件之探討

表 5-48 至表 5-51 分別為台南區處於 2011 年至 2012 年所設置亭置式及桿上變壓器之總數量及總裝置容量，其中台南區處於 2012 年裝設之亭置式變壓器數目較 2011 年增加，如圖 5-9 所示，而桿上變壓器之數量卻有減少趨勢，亦即台南區處於 2012 年所裝設之亭置式變壓器總數約為 33,490 具，總裝置容量約為 715,380 kVA，整體而言，2012 年台南區處裝設於台南地區之配電變壓器總數及總裝置容量均有成長，如圖 5-10 所示。

表 5-48 台南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設數量表

亭置式變壓器容量 (一般油)	2011 年裝設數量(具)		2012 年裝設數量(具)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	1,289	897	1,289	852
50 kVA (1Φ)	1,632	1,032	1,632	1,053
100 kVA (1Φ)	1,872	1,326	1,991	1,353
167 kVA (1Φ)	882	613	882	620
亭置式變壓器容量 (高燃點)	2011 年裝設數量(具)		2012 年裝設數量(具)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	2,521	2,257	2,017	2,525
50 kVA (1Φ)	2,461	2,751	2,510	4,013
100 kVA (1Φ)	3,362	4,133	3,510	5,369
167 kVA (1Φ)	1,372	2,232	1,593	2,281

表 5-49 台南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設總容量表

亭置式 變壓器容量 (一般油)	2011 年總裝置容量(kVA)		2012 年總裝置容量(kVA)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	13,600	1,325	13,575	1,250
50 kVA (1Φ)	24,400	2,800	22,200	2,650
100 kVA (1Φ)	65,700	4,700	63,600	4,400
167 kVA (1Φ)	51,436	3,173	50,434	2,672
亭置式 變壓器容量 (高燃點)	2011 年總裝置容量(kVA)		2012 年總裝置容量(kVA)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	43,725	3,425	45,825	4,025
50 kVA (1Φ)	88,350	7,200	92,100	7,650
100 kVA (1Φ)	162,500	15,800	172,900	15,500
167 kVA (1Φ)	192,050	17,702	197,728	18,871

表 5-50 台南區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設數量表

年度	10 kVA	25 kVA				50 kVA			
	普通	普通	改良	密封	非晶質	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	2,457	6,392	407	32,672	0	4,772	518	22,001	0
2012 年	2,457	3,902	234	35,007	0	2,996	268	23,126	0
年度	100 kVA				167 kVA	合 計(具)			
	普通	改良	密封	非晶質	改良	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	1,613	287	6,598	0	50	15,318	1,262	61,271	0
2012 年	1,058	158	8,125	0	50	10,497	710	66,258	0

表 5-51 台南區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設總容量表

年度	10 kVA	25 kVA				50 kVA			
	普通	普通	改良	密封	非晶質	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	24,570	159,800	10,175	816,800	0	238,600	25,900	1,100,050	0
2012 年	24,570	97,550	5,850	875,175	0	149,800	13,400	1,156,300	0
年度	100 kVA				167 kVA	合 計(kVA)			
	普通	改良	密封	非晶質	改良	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	161,300	28,700	659,800	0	8,350	594,254	73,125	2,576,650	0
2012 年	105,800	15,800	812,500	0	8,350	387,704	43,400	2,843,975	0

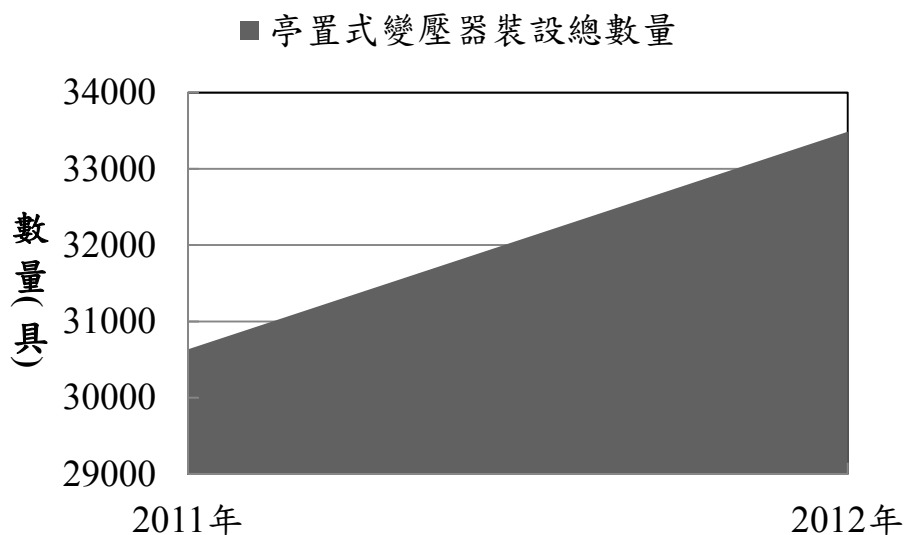


圖 5-9 台南區處於 2011~2012 年亭置式變壓器之裝設變化圖

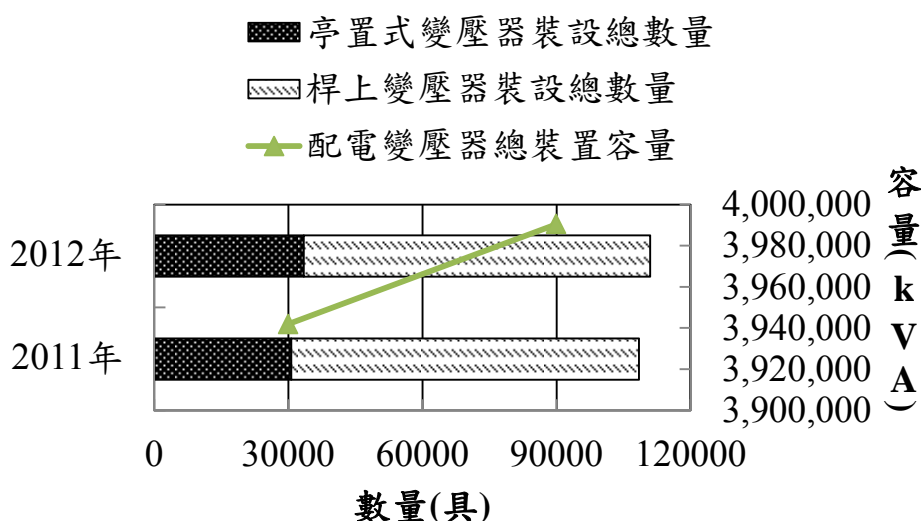


圖 5-10 台南區處於 2011~2012 年配電變壓器之成長變化圖

此外，表 5-52 及表 5-53 分別為台南區處於 2011 年至 2012 年地下及架空配電設備遷移案件之統計表，其中於 2012 年配電設備遷移案件總數均占配電設備裝設總數約 1.4%，遷移地下及架空配電設備之案件數分別為 1,062 件及 528 件。另圖 5-11 為台南區處於 2011 年至 2012 年配電設備遷移案件比較圖，由圖可知，台南區處於 2012 年之配電設備總遷移案件數，相較 2011 年增加 53 件，其中架空配電設

備之遷移案件占比均較地下配電設備遷移案件高，係因逐漸實行配電線路地下化，因此架空配電設備，已漸由地下配電設備取代。表 5-54 為台南區處於 2011 年至 2012 年配電設備遷移案件之平均處理人次，其中 2012 年較 2011 年之平均人次百分比由 11.37%增至 12.09%，但需處理配電設備之案件數卻增加約 53 件。

表 5-52 台南區處於 2011~2012 年架空配電設備遷移案件統計表

數量 年份	架空配電設備	被要求遷移總案件數	案件百分比(%)
2011 年	77,851	1,025	1.32
2012 年	77,465	1,062	1.37

表 5-53 台南區處於 2011~2012 年地下配電設備遷移案件表

數量 年份	地下配電設備	被要求遷移總案件數	案件百分比(%)
2011 年	30,632	512	1.67
2012 年	33,490	528	1.58

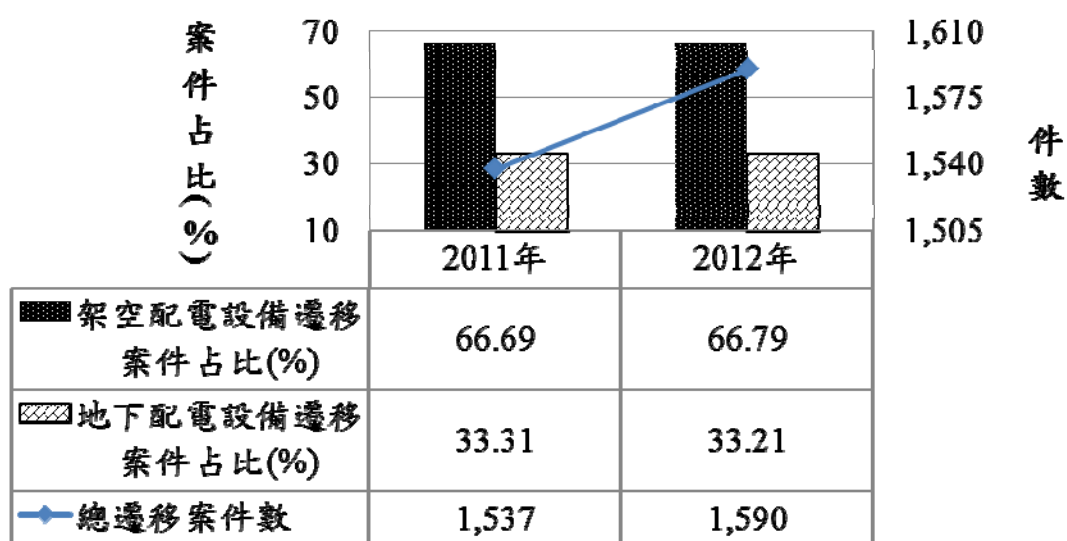


圖 5-11 台南區處 2011~2012 年架空或地下配電設備遷移案件比較圖

表 5-54 台南區處配電設備遷移案件之平均處理人次

年份 \ 人數	區處總人數	案件平均人次	案件平均人次百分比(%)
2011 年	598	68	11.37
2012 年	599	72	12.02

D. 新竹區處配電設備設置情況與遷移案件之探討

表 5-55 至表 5-58 分別為新竹區處於 2011 年至 2012 年所設置亭置式及桿上變壓器之總數量及總裝置容量，並將數量及容量變化趨勢繪於圖 5-12 及圖 5-13，其中新竹區處於 2012 年裝設之亭置式變壓器數目較 2011 年增加，而桿上變壓器之數量及容量減少。新竹區處於 2012 年所裝設之亭置式變壓器總數約為 17,887 具，總裝置容量約為 1,720,352 kVA，又於 2012 年所裝設之桿上變壓器總數約為 33,149 具，總裝置容量約為 1,511,032 kVA，由上可知，經由配電線路地下化之施行，桿上配電變壓器已逐漸由亭置式變壓器替換，且新竹區處於 2012 年裝設之配電變壓器總容量已較 2011 年增加。

表 5-55 新竹區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設數量表

亭置式變壓器容量 (一般油)	2011 年裝設數量(具)		2012 年裝設數量(具)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	1,126	23	1,107	23
50 kVA (1Φ)	1,318	33	1,294	33
100 kVA (1Φ)	979	26	968	26
167 kVA (1Φ)	1,006	231	1,014	241
亭置式變壓器容量 (高燃點)	2011 年裝設數量(具)		2012 年裝設數量(具)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	1,513	161	1,541	202
50 kVA (1Φ)	2,606	317	2,640	368
100 kVA (1Φ)	3,616	340	3,736	518
167 kVA (1Φ)	3,139	574	3,322	854

表 5-56 新竹區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設總容量表

亭置式變壓器 容量(一般油)	2011 年總裝置容量(kVA)		2012 年總裝置容量(kVA)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	28,150	575	27,675	575
50 kVA (1Φ)	65,900	1,650	64,700	1,650
100 kVA (1Φ)	97,900	2,600	96,800	2,600
167 kVA (1Φ)	168,002	38,577	169,338	40,247
亭置式變壓器 容量(高燃點)	2011 年總裝置容量(kVA)		2012 年總裝置容量(kVA)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	37,825	4,025	38,525	5,050
50 kVA (1Φ)	130,300	15,850	132,000	18,400
100 kVA (1Φ)	361,600	34,000	373,600	51,800
167 kVA (1Φ)	524,213	95,858	554,774	142,618

表 5-57 新竹區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設數量表

年度	10 kVA	25 kVA				50 kVA			
	普通	普通	改良	密封	非晶質	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	1,496	10,467	1,755	3,501	46	6,392	1,565	2,482	48
2012 年	1,403	10,327	1,717	3,576	46	6,259	1,525	2,564	48
年度	100 kVA				167 kVA	合 計(具)			
	普通	改良	密封	非晶質	改良	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	2,048	949	2,338	119	163	20,500	4,432	8,321	213
2012 年	2,043	921	2,345	119	159	20,129	4,322	8,485	213

表 5-58 新竹區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設總容量表

年度	10 kVA	25 kVA				50 kVA			
	普通	普通	改良	密封	非晶質	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	14,960	261,675	43,875	87,525	1,150	319,600	78,250	124,100	2,400
2012 年	14,030	258,175	42,925	89,400	1,150	312,950	76,250	128,200	2,400
年度	100 kVA				167 kVA	合 計(kVA)			
	普通	改良	密封	非晶質	改良	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	204,800	94,900	233,800	11,900	27,221	817,234	244,246	445,425	15,450
2012 年	204,300	92,100	234,500	11,900	26,553	805,654	237,828	452,100	15,450

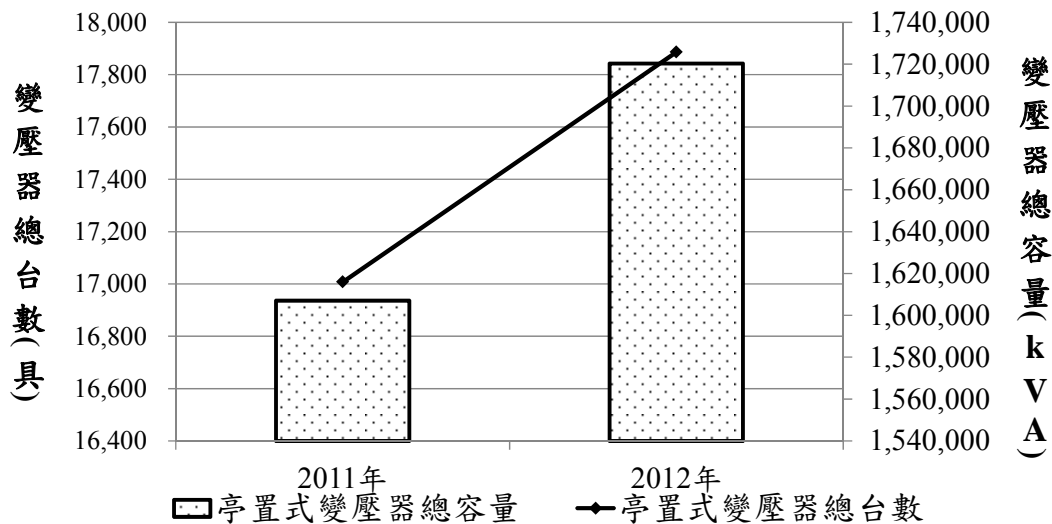


圖 5-12 新竹區處於 2011~2012 年亭置式變壓器之裝設變化圖

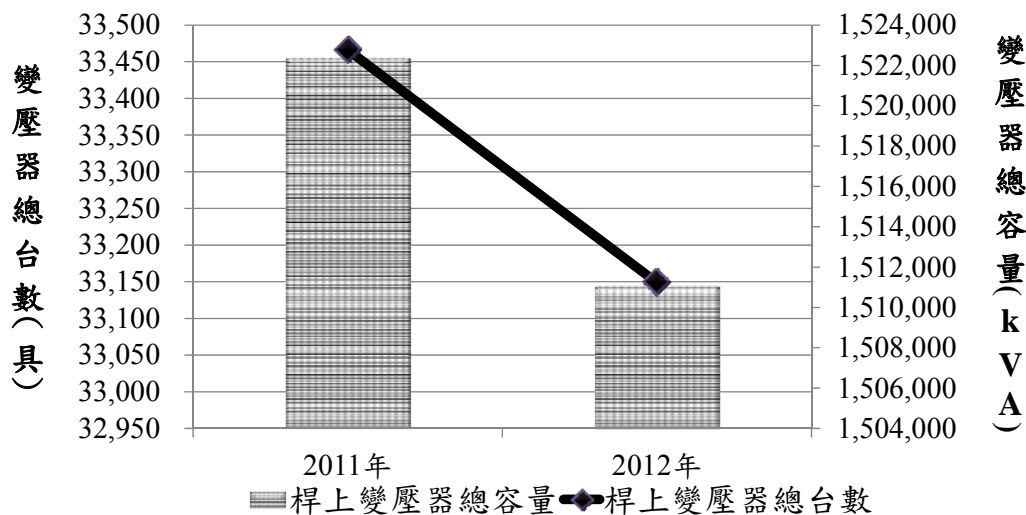


圖 5-13 新竹區處於 2011~2012 年桿上變壓器之成長變化圖

此外，表 5-59 及表 5-60 分別為新竹區處於 2011 年至 2012 年地下及架空配電設備遷移案件之統計表，其中於 2012 年配電設備遷移案件總數均占配電設備裝設總數約 0.36%，而遷移地下及架空配電設備之案件數分別為 64 件及 119 件。另圖 5-14 為新竹區處於 2011 年至 2012 年配電設備遷移案件比較圖，由圖可知，新竹區處於 2012 年之配電設備總遷移案件數，相較 2011 年減少 14 件，其中架空配電設備之遷移案件占比均較地下配電設備遷移案件高，應可推估架空配電

設備，已漸由地下配電設備取代。

表 5-59 新竹區處於 2011~2012 年架空配電設備遷移案件統計表

數量 年份	架空配電設備	被要求遷移總案件數	案件百分比(%)
2011 年	33,466	130	0.39
2012 年	33,149	119	0.36

表 5-60 新竹區處於 2011~2012 年地下配電設備遷移案件表

數量 年份	地下配電設備	被要求遷移總案件數	案件百分比(%)
2011 年	17,328	67	0.39
2012 年	18,204	64	0.35

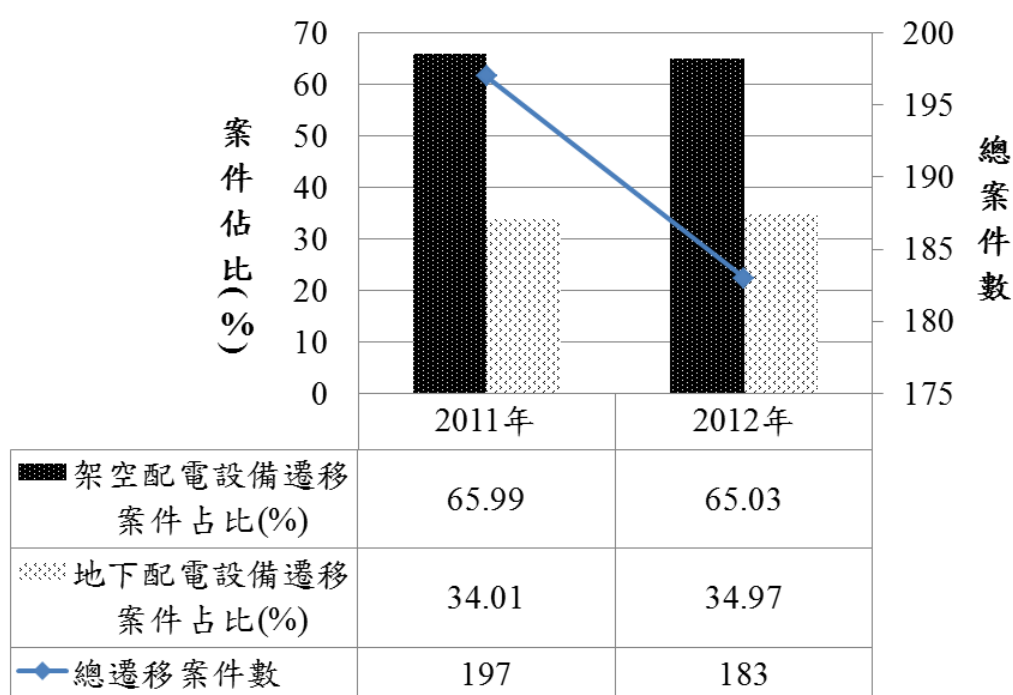


圖 5-14 新竹區處於 2011~2012 年配電設備遷移案件比較圖

E. 彰化區處配電設備設置情況與遷移案件之探討

表 5-61 至表 5-64 分別為彰化區處於 2011 年至 2012 年所設置亭置式及桿上變壓器之總數量及總裝置容量，並將數量及容量變化趨勢

繪於圖 5-15 及圖 5-16，其中彰化區處於 2012 年裝設之亭置式變壓器及桿上變壓器，數目及容量均較 2011 年增加。又於 2012 年所裝設之亭置式變壓器總數約為 12,421 具，總裝置容量約為 1,037,995 kVA，另所裝設之桿上變壓器總數約為 78,567 具，總裝置容量約為 3,287,868 kVA。此外，彰化區處於 2012 年裝設之配電變壓器總容量亦較 2011 年增加。

表 5-61 彰化區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設數量表

亭置式變壓器容量 (一般油)	2011 年裝設數量(具)		2012 年裝設數量(具)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	566	65	625	83
50 kVA (1Φ)	967	34	1070	50
100 kVA (1Φ)	925	15	991	15
167 kVA (1Φ)	635	5	674	5
亭置式變壓器容量 (高燃點)	2011 年裝設數量(具)		2012 年裝設數量(具)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	1550	341	1759	395
50 kVA (1Φ)	1826	201	2110	224
100 kVA (1Φ)	1936	125	2229	135
167 kVA (1Φ)	1667	108	1928	128

表 5-62 彰化區處於 2011~2012 年亭置式變壓器裝設總容量表

亭置式 變壓器容量 (一般油)	2011 年總裝置容量(kVA)		2012 年總裝置容量(kVA)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	14150	1625	15625	2075
50 kVA (1Φ)	48350	1700	53500	2500
100 kVA (1Φ)	92500	1500	99100	1500
167 kVA (1Φ)	106045	835	112558	835
亭置式 變壓器容量 (高燃點)	2011 年總裝置容量(kVA)		2012 年總裝置容量(kVA)	
	11.4 kV	22.8 kV	11.4 kV	22.8 kV
25 kVA (1Φ)	38750	8525	43975	9875
50 kVA (1Φ)	91300	10050	105500	11200
100 kVA (1Φ)	193600	12500	222900	13500
167 kVA (1Φ)	278389	18036	321976	21376

表 5-63 彰化區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設數量表

年度	10 kVA	25 kVA				50 kVA			
	普通	普通	改良	密封	非晶質	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	1,189	21,665	1,067	14,276	208	12,621	1,278	9,437	126
2012 年	1,485	24,457	868	16,032	231	13,863	1,247	11,069	148
年度	100 kVA				167 kVA	合 計(具)			
	普通	改良	密封	非晶質	改良	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	3,365	555	4,300	34	3	38,841	2,903	28,013	368
2012 年	3,566	646	4,912	39	3	43,372	2,764	32,013	418

表 5-64 彰化區處於 2011~2012 年桿上變壓器裝設總容量表

年度	10 kVA	25 kVA				50 kVA			
	普通	普通	改良	密封	非晶質	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	11,890	541,625	26,675	356,900	5,200	631,050	63,900	471,850	6,300
2012 年	14,850	611,425	21,700	400,800	5,775	693,150	62,350	553,450	7,400
年度	100 kVA				167 kVA	合 計(kVA)			
	普通	改良	密封	非晶質	改良	普通	改良	密封	非晶質
2011 年	336,500	55,500	430,000	3,400	501	1,521,085	146,576	1,258,750	14,900
2012 年	356,600	64,600	491,200	3,900	501	1,676,192	149,151	1,445,450	17,075

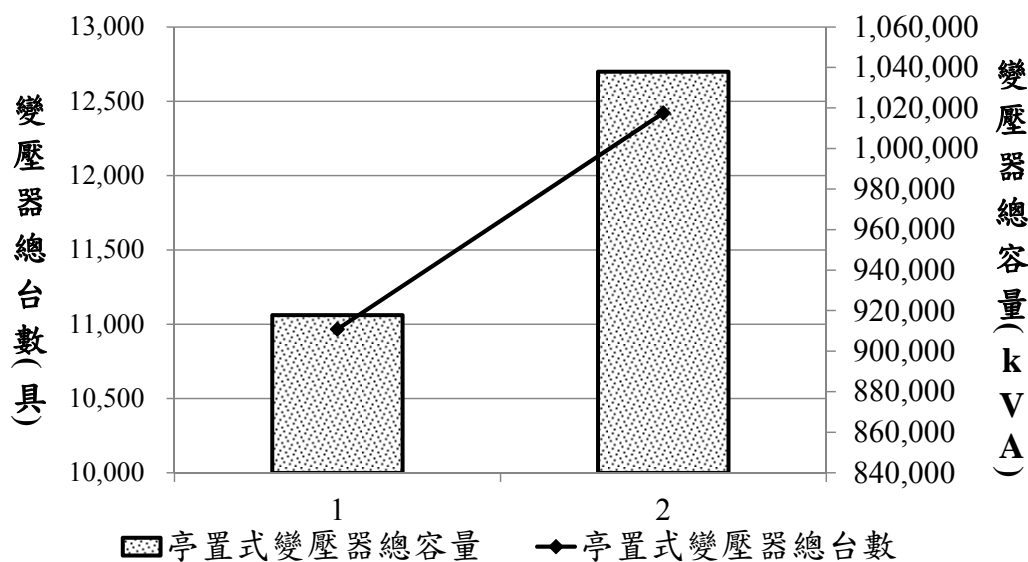


圖 5-15 彰化區處於 2011~2012 年亭置式變壓器之裝設變化圖

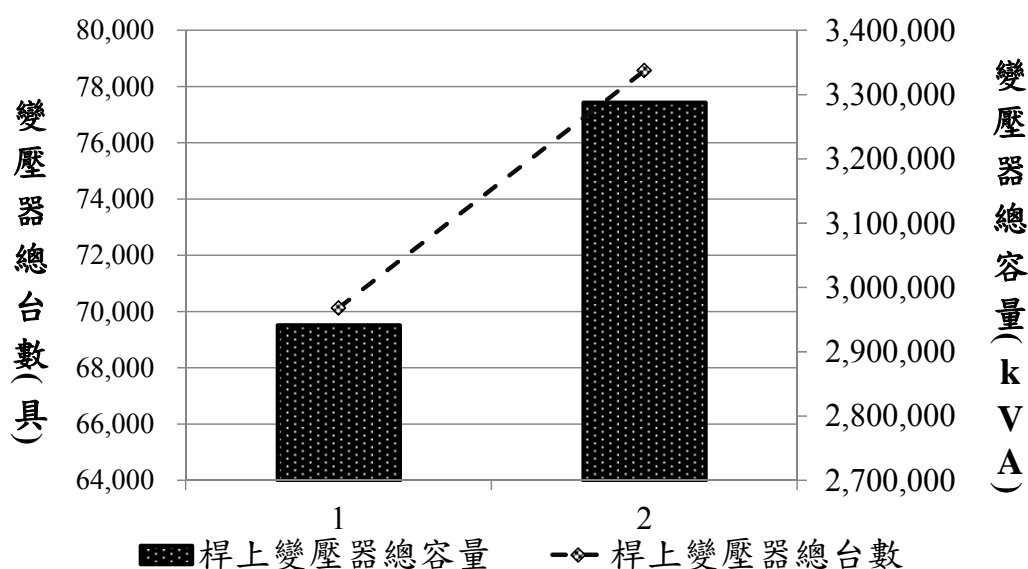


圖 5-16 彰化區處於 2011~2012 年桿上變壓器之成長變化圖

表 5-65 及表 5-66 分別為彰化區處於 2011 年至 2012 年地下及架空配電設備遷移案件之統計表，其中於 2012 年配電設備遷移案件總數均占配電設備裝設總數約 0.06%，遷移地下及架空配電設備之案件數分別為 25 件及 30 件。圖 5-17 為彰化區處於 2011 年至 2012 年配電設備遷移案件比較圖，由圖可知，彰化區處於 2012 年之配電設備總遷移案件數，相較 2011 年減少 80 件，其中架空配電設備之遷移案件占比上升，地下配電設備之遷移案件占比下降，且架空配電設備之遷移案件占比均較地下配電設備高，再次說明配電設備地下化之趨勢。表 5-67 為彰化區處於 2011 年至 2012 年配電設備遷移案件之平均處理人次，其中 2012 年之平均人次百分比已較 2011 年低，並由 47.17%減至 40%。

表 5-65 彰化區處於 2011~2012 年架空配電設備遷移案件統計表

數量 年份	架空配電設備	被要求遷移總案件數	案件百分比(%)
2011 年	70,125	70	0.10
2012 年	78,567	30	0.04

表 5-66 彰化區處於 2011~2012 年地下配電設備遷移案件表

數量 年份	地下配電設備	被要求遷移總案件數	案件百分比(%)
2011 年	11,045	65	0.59
2012 年	12,510	25	0.20

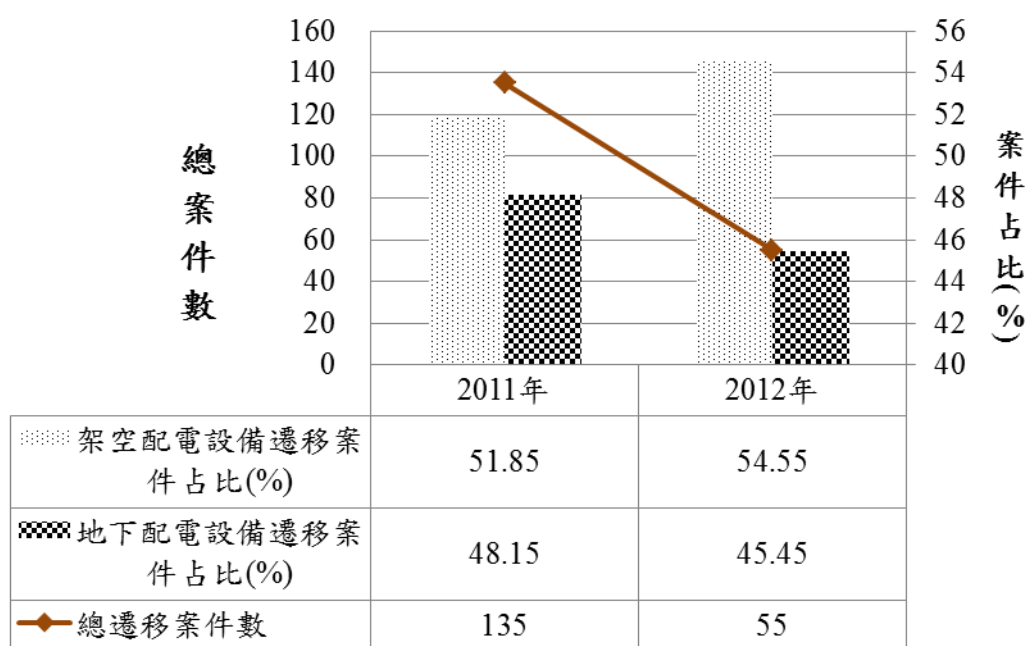


圖 5-17 彰化區處於 2011~2012 年配電設備遷移案件比較圖

表 5-67 彰化區處配電設備遷移案件之平均處理人次

人數 年份	承辦遷移作業人數	案件平均人次	案件平均人次百分比(%)
2011 年	53	25	47.17
2012 年	50	20	40

5-4 臺灣各區處問卷分析統計

本研究團隊為更深入瞭解各區處實際裝設變壓器遭遇之困境，已蒐集各區處之問卷資料加以分析統計，並將問卷所提之問題細分為法規層面、執行層面及民眾反對意見，俾以探討台灣電力公司安置配電變壓器之執行困難，以及民眾反對主因。本研究團隊將問卷選項劃分

為完全相符、大致相符、大致不符及完全不符，用以評估答題者對問題之認同程度。茲將各層面之問卷內容臚列如下：

A. 法規層面

1. 公路法訂定之道路規劃與實際設計。
2. 公路法訂定公用設施設置原則可行性。
3. 公路主管機關在明文規定設置原則下，是否有違背而不同意。
4. 一般道路主管機關是否有統一公用設施設置原則。
5. 一般道路主管機關是否有違背原則而不同意。
6. 公司規劃與設計原則與道路主關機關之規定或原則是否牴觸。
7. 配電場所設置之法源是否明確。
8. 配電場所設置之法律規定是否明確。

B. 執行層面

1. 依設置原則設計，但卻無法安裝。
2. 依設置原則設計，但法定距離不足。
3. 依設置原則設計，但受第三者設施阻礙裝置。
4. 依設置原則設計，但受輿論阻礙。
5. 依設置原則設計，但受關說阻礙。
6. 受前 1~5 影響，而違背原設計。
7. 依設置原則設計後，會再遷移機率。
8. 依協議原則設置後，會再遷移機率。
9. 依公證後，會再遷移機率。

C. 民眾反對意見

1. 基於法規者。
2. 基於本身非電力直接使用者。
3. 要求輪流設置。

4. 基於環保意識。
5. 基於風俗民情。
6. 基於美觀。
7. 基於阻礙使用與交通。
8. 與鄰交惡所致。
9. 基於健康理由。
10. 基於投資價值。
11. 毫無理由。

基於上述，本研究團隊已蒐集各區處之問卷資料加以分析統計，並將問卷統計結果繪如圖 5-18 至圖 5-20 所示，其中法規層面以第 3、5 及 7 項持正面意見者最多，且完全相符及大致相符分別占有 57.54%、54.72%及 61.69%之比例，說明電力公司規劃與設計原則與道路主管機關規定大致可行，然於法規層面上，若道路主管機關與電力公司無法一致，將增加設置配電變壓器之困難。另執行層面之統計分析，則以第 3、4 及 5 項遭遇之問題最為嚴重，其中完全相符及大致相符比例分別為 92.46%、91.51%及 89.72%，代表目前電力公司實際設置配電變壓器所遭遇問題之前三者，係分別為受第三者設施阻礙裝置、受輿論阻礙及受關說阻礙。至於民眾反對意見之分析，則以第 5、6、7 及 9 項所持比例最高，且有與大致有之比例分別為 90.65%、91.51%、89.72%及 96.26%，亦即造成民眾反對設置變壓器之主因，分別為健康理由、風俗民情、阻礙交通及美觀。此外，於民眾反對意見中，統計列出前三項反對理由最普遍者，並予以繪於圖 5-21，其中反對理由最普遍者亦為第 5、6、7 及 9 項，且分別占有 19%、13%、13%、28%之比例。

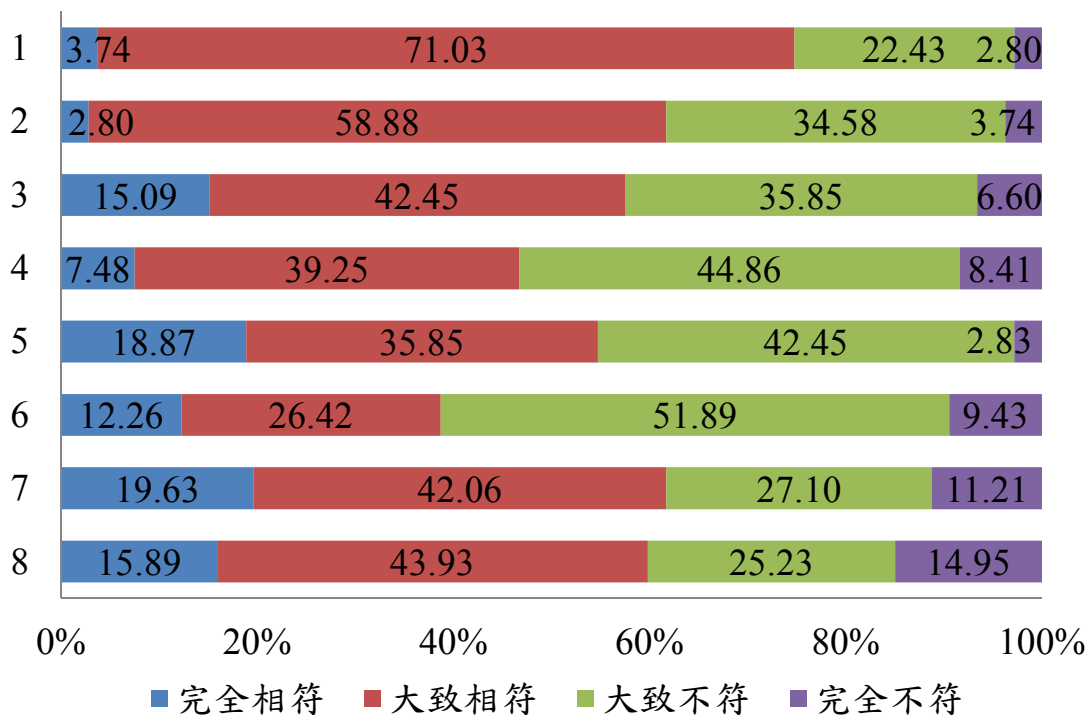


圖 5-18 法規層面之各項所占百分比

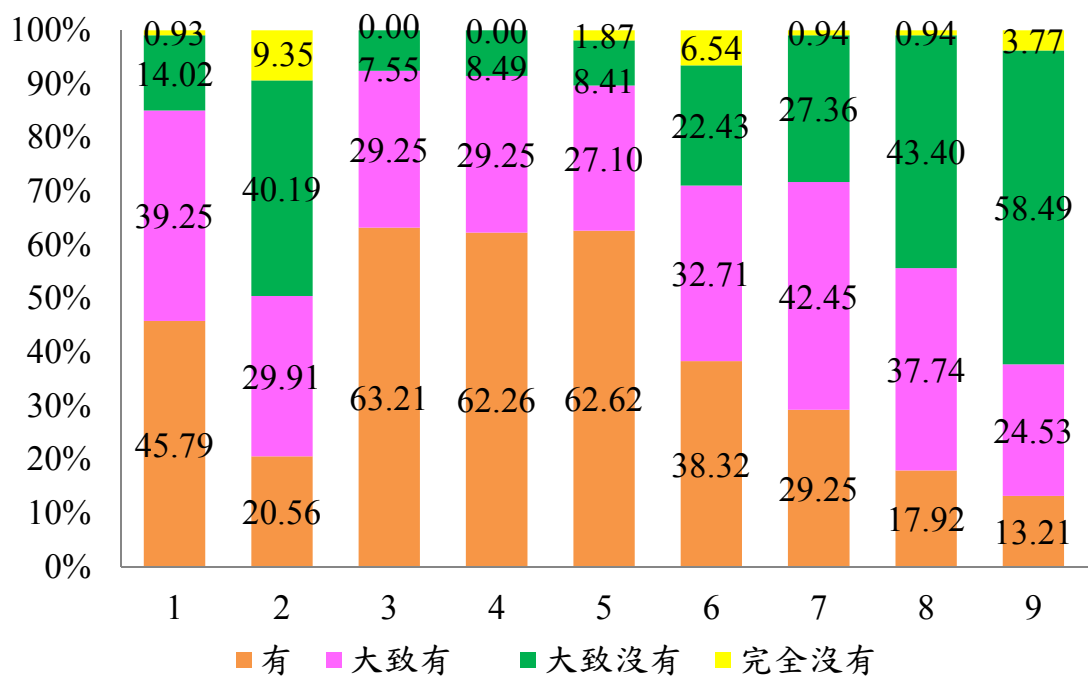


圖 5-19 執行層面之各項所占百分比

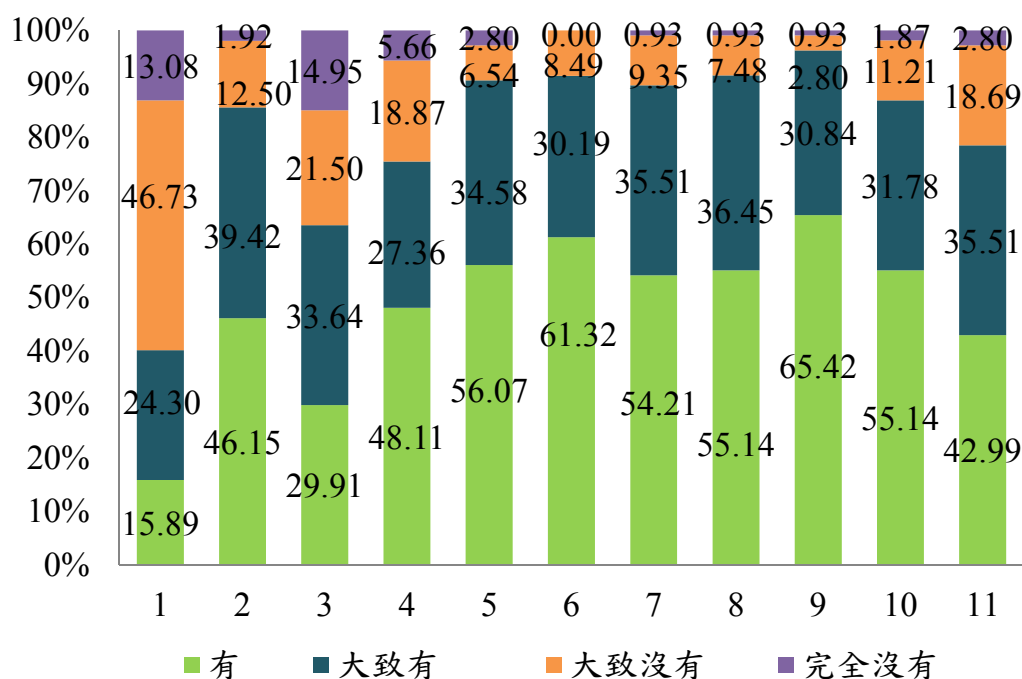


圖 5-20 民眾反對意見之各項所占百分比

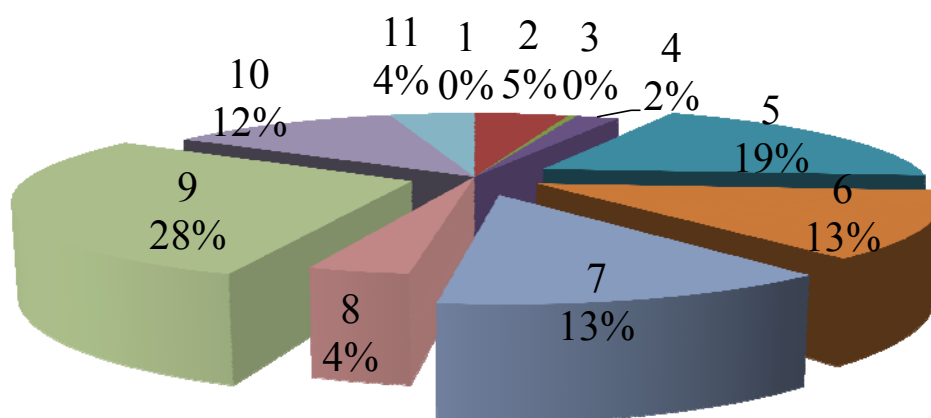


圖 5-21 民眾反對意見之理由最普遍者所占比例

5-5 臺灣各地區配電變壓器實際遷移案例與判例之分析探討

本章已於 5-3 節說明台灣電力公司北南區處、宜蘭區處、台南區處、新竹區處及彰化區處於 2011 年至 2012 年所架設配電變壓器之類型、總數量及總裝置容量，並已探討分析各區處於 2011 年至 2012 年之配電設備遷移。此外，本計畫已於 5-4 節探討各區處之問卷分析，針對法規層面、執行層面及民眾反對意見進行統計，期以更深入討論裝置變壓器面臨之難題。而本計畫為能更進一步瞭解電力公司設置配

電變壓器所遭遇困難，本節彙整用戶提出之變壓器申請遷移案例資料，並分別列出及說明如下：

A. 變壓電筒申請遷移(案例一)

➤ 事件原由：

住宅前有貴公司變電桶設施，因有電磁疑慮及有礙觀瞻，請貴公司評估是否可遷移至外圍公用道路上或轉向？

B. 電線桿遷移或移除相關申請(案例二)

➤ 事件原由：

我住家牆壁 50 cm 位置有一根電線桿及變壓器，不知能否申請電線桿遷移或移除。雖然科學證明未超過貴公司標準，對人體並不會有任何影響，但小弟仍然無法克服心理壓力。

(1) 假設貴公司實地勘查未超過標準，是否仍然可以申請電線桿遷移或移除(自費也可以)？

(2) 電線桿遷移或移除需要幾個工作天？

C. 電線桿與桿上變壓器遷移申請(案例三)

➤ 電桿及桿上變壓器遷移陳情內容：

家中的透天住宅目前遇到鄰居向台灣電力公司申請將電線桿與灰色變電箱作遷移，鄰居是我家左邊一戶與右邊的連續兩戶，如圖 5-22 所示，這三戶是由家中附近的兩位兄弟所購買，並且承租給科學園區的上班族。

於 2011 年 12 月，鄰居透過台灣電力公司與我們協商，以執行變更電線桿與變電箱的設置位移，且協商過程父母親並不同意左右鄰居住戶讓台灣電力公司做電桿的遷移，於 2/11 號周六上午發現右鄰居已通知台灣電力公司人員前往施工，並且將電線桿埋入。

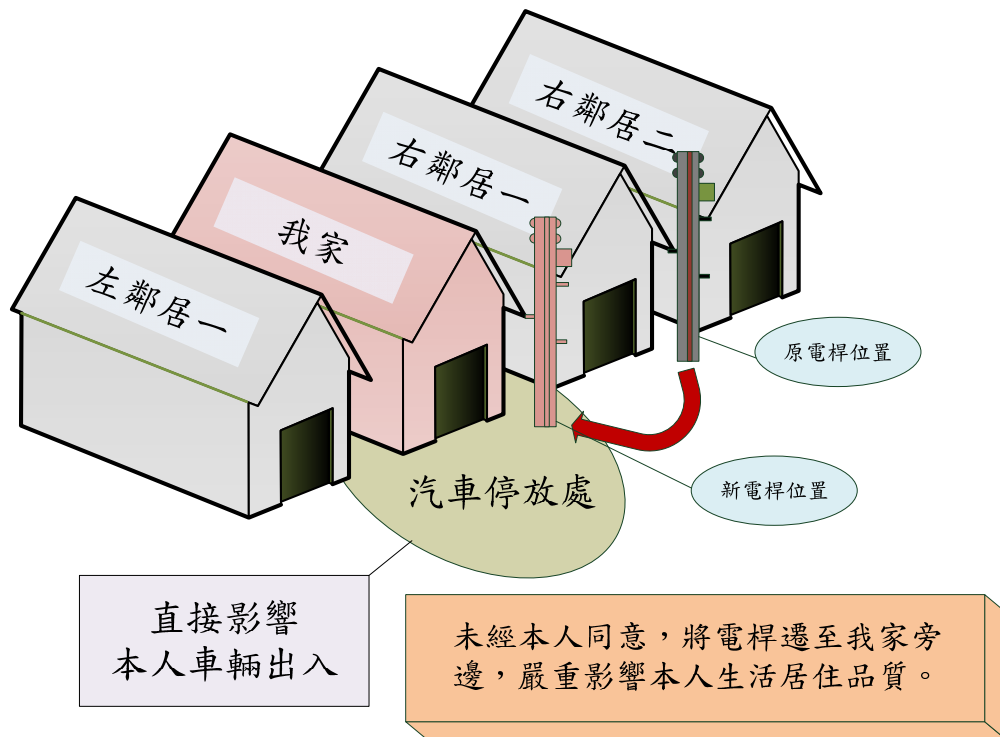


圖 5-22 桿上變壓器遷移案例之示意圖

目前新設立的位置會影響到我每天停車入我家騎樓的視線及困擾，特別是每天車子進出騎樓倒車時，騎樓會擋到車輛往前進的路線，另外因倒車時的電線桿的阻擋，如在陰雨天或視線及照度不佳的天候下，可能會發生交通安全上的危害或在倒車時，影響其它用路行人的安全與用路權。

➤ 對於變更電線桿與變電箱位置，我們的疑問：

1. 當初設立此電線桿的目的？
2. 架設電線桿與變電箱的合理間隔與法規上合法設立的比例？並提供設置此電線桿與變電箱設置的核可文件？
3. 目前該路店架設電線桿與變電箱使用者皆為營業用店面，皆架設在營業用建築物旁，但為何鄰居可用一般住家申請？
4. 該土地在承購前沒有設立此電線桿與配電箱，並且是在建築物完成後才設立，原承購此土地上並無架設本支電線桿與變電箱，因

鄰居在承購並興建建築物後，並將該建築物用於承租於第三方目的使用，因此造成該建築物的耗電量高於其它鄰近住戶的使用用電，才需申請該電線桿與變電箱的設立。請問該建築物內的電壓需求是否有不足或者會造成其它用戶用電時發生斷電或跳電的潛在風險？如有上述原因，請實際舉例？

5. 為何自該建案完成四年後，才要申請變更原電線桿與變電箱位置更換？
6. 電線桿與變電箱於公有馬路上作變更位置，是否有台灣電力公司或者地政機關核准的公文或相關文件文號？如我方用戶已表達不同意變更位置時，此變更位置的合法性是否成立？
7. 電線桿上的變電箱，如鄰居及住戶對於變電箱發電時所造成的電磁波影響有疑慮時，雖無立即健康或生命的危害，但仍對於長期暴露在電磁波影響範圍有健康上的顧慮，是否可申請移除？
8. 如無法移除，台灣電力公司是否可將此電線桿與變電箱座地下化處理？

➤ 我們的訴求：

1. 此電線桿與變電箱需作立即性移除。
2. 如有設立變電箱的必要性，需請作地下化處理。
3. 台灣電力公司與相關核准單位，已接獲住戶不同反應仍強行實施變更的電線桿位置的原因，需請台灣電力公司及核可單位做詳細說明，並是否有圖利某方住戶的不正常核准？
4. 變電箱設立的標準發規與規範，需請台灣電力公司提供。
5. 長期暴露在電磁波影響下，台灣電力公司能提供的補償措施。
6. 最快的拆清與搬遷時間。
7. 要求台灣電力公司做電線桿與變電箱位置變更造成原住戶之權益

受損，請將欲新設立之電線桿位置回復至原來設立位置上。

D. 配電設備之變壓器遷移費用(案例四)

➤ 事件原由：

民眾會同立法委員陳情住家旁設有乙變電箱，日前有請台灣電力公司前往此處勘查，要辦理變電箱遷移至對面活動中心用地，但台灣電力公司人員會勘後並未同意，告知說如要遷移需自費辦理，令民眾難以認同，訴說先前鄰居也有變電箱遷移的問題都不用自費處理，也都遷移至活動中心用地，為什麼他要遷移卻要自費？

E. 公路局之配電電桿遷移工程(案例五)

➤ 事件原由：

交通部公路總局某區養護工程處某工務段，檢送貴區處於台 3 線、台 20 線、台 20 乙線、172 線、174 線、175 線內有礙行車安全之電力桿線清冊 1 份，會請貴處配合將清冊中桿線遷移至路權範圍外，自行覓地設置。

說明：

- 一、 依據交通部公路總局某區養護工程處 98 年 8 月 28 日五工法賠字第 0981004645 號函辦理。
- 二、 會請貴處依清冊中桿線辦理遷移，並將完成遷移路權範圍外之清冊函送本段，以利彙整。
- 三、 倘有清冊未載明之危險電力桿，務請一併辦理遷移，以維用路人行車安全。
- 四、 倘有其它因素無法辦理遷移之電力桿，惠請報請貴處上級機關予以協助。

F. 案例總結

綜合上述案例可知，一般架空或地下配電設備遷移案件可依申訴者身分概分為民眾陳情與其它政府機關等兩部分，其中民眾陳情遷移電變壓器之原因，主要有(1)電磁波對健康影響之疑慮、(2)居家出入或停車視線受影響、(3)有礙觀瞻，因此若電力公司承諾遷移配電變壓器，並符合下列情況者，將毋需自費辦理：

- (一) 既設桿線、變壓器等配電線路設備，確實妨礙通行。
- (二) 既設桿線位於農田中，確實妨礙農業機械操作。
- (三) 既設配電線路設備與申請人建築物或預成建築物間之水平或垂直間隔不符合「電業供電線路裝置規則」之規定。
- (四) 既設配電線路設備經過申請人私有土地或其上空，確已構成妨礙申請人土地使用。
- (五) 既設線路因配合打通騎樓、改建房屋或裝潢等工程上之需要，致須變更接戶點或接戶線設備。

此外，若非以上因素申請遷移，依照電力公司之規定，申請人因下列情形申請遷移既設配電線路設備時，應自行負擔遷移費用：

- (一) 既設配電線路設備經過申請人私有土地或其上空，未構成妨礙使用時，所需遷移費用由申請人及本公司各半負擔。
- (二) 用戶原提供之配電場所如確有必要遷移，申請人應於同一建築基地內另行設置適當之配電場所，以供移置供電設備，並負擔變更設置費之半數。
- (三) 既設配電線路設備未占用申請人土地或其上空，亦不妨礙使用時，如供電安全無虞，技術上亦可行，且有適當地點可供遷移者，所需遷移費用由申請人全額負擔。
- (四) 遷移既設配電線路設備依原設置標準拆遷設置為原則，原架空線

路設備倘應申請人要求遷設為地下管線者，所超出原架空設置標準增加之實耗工程費，須由申請人自行負擔。

5-6 本章結論

本章對各區處之配電變壓器及其相關附屬設備進行介紹與分析，同時藉由區處所提供之各項數據，搭配各區處之地理環境、人口密度等，統整配電變壓器遭遇之設置困難，綜合比較分析，可推估該地區配電地下化之執行情況、桿上與亭置式變壓器之增減情形及相關附屬設備之替換情況。

另對於公路局之土地使用規則第十六條第三款規定「電力線、電信線及其桿柱塔架，其沿公路縱向設置者，應設於公路用地範圍之外，如受地形或環境限制等特殊情形，經洽商公路主管機關同意者，得設於路肩外側邊緣處，其跨越路基上空者，距路拱之淨高不得小於公路路線設計規範之規定」，建議主管單位協調溝通，以順利展開工程業務之執行。

第六章 結論及建議

本計畫已完成蒐集美國、德國與英國等歐美先進國家及日本與韓國等亞洲鄰近國家政府機關與電力公司所制定之配電變壓器配置規範與執行方法，其中總共蒐集約 30 種類型之規範及共 3,007 條規定與標準，如表 4-55 所示，同時擷取與本研究課題相關之規範約 99 條，所蒐集的資料涵括配電變壓器設置地點、裝置方法與選址原則，以及配電設施間之間隔距離等相關規定，並輔以上述各先進國家設置配電變壓器之設置情形，以期探討瞭解各先進國家設置各相關配電設備之實際執行方法。此外，本計畫已實際訪查台灣電力公司北南區處、宜蘭區處、台南區處、新竹區處及彰化區處等 5 個區營業處，有助於瞭解國內配電變壓器設置地點規劃及裝置方法之實際執行情形，同時彙整各區處設置配電變壓器所遭遇困難及解決方式等問題，進而研提適合國內環境與民情之配電變壓器設置地點方案。茲將所探討分析之相關資料及完成項目之成果說明如下：

A. 蒐集分析美國、德國與英國等歐美先進國家之政府機關與電業對配電變壓器設置地點、裝置方式等相關法源。

1. 紐約市交通局街道工程手冊建議相關配電設施設置於道路時，需儘量與相關公共設施保持適當距離，如表 4-3 所示。
2. 美國 Xcel 能源電力公司內部制定之電氣設備安裝與使用準則，除需遵守美國國家電氣規範外，並規定用戶於申請供電服務時，需提供相關電氣設施之設置空間，以供電力公司安裝相關供電設備之需。
3. 由德國低壓配電設備使用法及實際配電設施之安裝情形可知，德國政府機關明文規範電氣設施設置用地取得方式，亦即規定用戶需提供設置配電變壓器之位置，相關內容如表

4-12 所示，以供電力公司安裝配電變壓器之用。

4. 德國巴伐利亞邦之建築規範，主要規範用戶端電氣室設備之設置，其目的在於強化電氣安全，以提升施工人員與民眾居住品質之安全性。
5. 於德國配電設施之實際美化情形如圖 4-26 所示，目前德國部分地區將亭置式變壓器之外殼作為公佈欄，不僅可供民眾張貼藝文海報，同時可供政府宣導相關政策，將有助於提升民眾對配電變壓器之觀感。
6. 英國電力法及道路施工法提及當配電設施設置於道路等公共區域或私人領域時，需分別經道路主管機關或用戶同意後，方可設置相關電氣設施，相關內容請參閱圖 4-34 及圖 4-35 所示。

B. 蒐集日本與韓國等亞洲鄰近國家配電變壓器設置方式及選址規範等相關資料。

1. 於日本電氣事業法及道路法之規範中，均明文規定若欲將電氣設施設置於公共土地或道路時，需獲得道路主管機關同意後，方可安裝相關電氣設備。
2. 日本各地方政府制定之道路占用許可標準中，對亭置式變壓器、電桿、電線及公共設施之設置地點與條件皆有明確規範，且相關內容請參閱第 4-5-2 節之說明。
3. 於日本東京地區、東京附近城市及中電附近城市於設置電桿、架空線路與亭置式變壓器之選址上，均儘量將上述電氣設施設置於人行道、法律規定場所、公共設施帶或道路旁等植栽區域之中央，如圖 4-49 及圖 4-50 所示，並禁止將上述電氣設備安裝於道路路口、轉彎處及無人行道道路之路口等

地點，期以儘量降低對民眾之影響。

4. 日本地區於設置電桿及桿上變壓器之方式，係將同一線路之電桿設置於道路同一側，且桿上變壓器採共同架設之方式設置。至於亭置式變壓器之設置方式，需儘量與道路平行。
 5. 日本東京地區制定之道路占用許可標準，不僅規範人行道寬度應為待設公共設施有效寬度三分之二以上或人行道寬度需為 1.5 m 以上，如表 4-20 所示，以免妨礙行人通行，同時規範亭置式變壓器等相關電氣設施設置於人行道之尺寸，應有助於國內規劃興建人行道及選擇安裝相關電氣設備位置時之參考。
 6. 韓國政府機關於電力法及都市設施規劃法中，明文規定配電變壓器設置地點選擇方式及設置空間土地取得之規範，並規範當基礎設施設置於人行道時，需以不妨礙行人及車輛為原則，且在不影響設備結構之前提，應儘量與周遭環境契合。
 7. 於韓國電氣設備之施工規範中，已訂定桿上與亭置式變壓器及配線線路之施工標準，其中在桿上變壓器之施工標準，如表 4-30 所示，已規定桿上變壓器之安裝位置及設置方向，而於亭置式變壓器之施工標準中，則規定擇址標準及配電變壓器箱體外觀。
 8. 於韓國電力公司電力供應條款中，若用戶之用電量超過規定，則用戶需提供設置配電設備之空間，以作為供電之用。
- C. 分析各國架空桿線地下化之作法、配電設備設置地點之選用原則及依法規或風土民情不得設置之地點(含桿上及地面配電設備)，以供地下化設置方式參考。**
1. 日本地區推動無桿化政策之目標，乃在於確保安全、舒適交

通空間、強化都市災害預防、改善都市景觀及提高通信網路可靠度。

2. 由日本沖繩地區執行無桿化政策之成果可知，此無桿化計畫之推動單位涵括日本政府、道路主管機關、電力公司及地方政府等單位，以共同規劃對某區域施行配電地下化，並共同負擔配電地下化之所有費用，且各單位需負責之工作項目與經費分攤比例，請參考表 4-19 之說明。惟需要注意的是，當其它未受政府單位規劃核准施行配電地下化之區域，若亦欲申請施行無桿化計畫時，則該申請單位需負擔所有配電地下化工程之費用。
3. 日本東京都建設局依據無桿化政策提出東京都電線共同管溝整備計畫，且相關線路安裝示意圖繪如圖 4-52 及圖 4-53 所示，其中電線共同槽(電力低壓管)需設置於地面下 100 mm 處，且街路燈所用之電力低壓管與電力高壓管均需設置於地面下 470 mm 處，而電力用戶所使用之共用 FA 管則設置於地面下 600 mm。
4. 由 2011 年之統計資料可知，東京電力公司整體供電區域之無桿化比例約為 9.8%，其中日本東京地區優先施行無桿化計畫之場所，則為市中心核心地區、火車站周遭環境、緊急運輸道路、道路綠化執行之地點及各市區需無桿化地區，惟上述之人行道寬度至少需為 2.5 m，方可執行無桿化計畫。
5. 根據韓國輸電與配電之電力傳輸距離，如表 4-29 所示，目前韓國仍以架空傳輸方式為主，且截至 2011 年統計可知，韓國配電線路地下化程度約為 15%。

D. 依據美國、德國、英國、日本與韓國實際設置配電變壓器之情形，

探討分析各國或電力公司所屬轄區之用戶居住環境特性(城市型、鄉村型)及配電系統基本架構。

1. 美國地區配電網路之高壓層級為 2.4 kV 至 34.5 kV，而低壓網路之供電電壓則為 240 V 至 600 V。至於德國地區高壓配電系統則有 30/20 kV 及 15/10 kV，並採用三相三線式 230 V/400 V 供應低壓用戶。又英國配電系統係以 132 kV、33 kV 或 11 kV 之電壓作電力傳輸，並經變壓器將電壓降為 400 V 及 230 V，以供應低壓用戶所需之電量。
2. 日本地區之配電系統係以 22 kV 作電力傳輸，並經變壓器轉為 200 V 及 100 V。另韓國地區則採用三相四線式 22.9 kV 多重接地系統，再將電壓降為 220 及 380 V 供電給用戶端。
3. 由所蒐集之資料可知，美國、德國、英國、日本及韓國配電網路均採有效接地，且其配電變壓器之接線與供電方式，亦由供應負載予以決定，詳如圖 4-11 至圖 4-14、表 4-18 及圖 4-73 所示，可知各國部分低壓配電網路之結構應與臺灣有相似之處。
4. 依美國加州地區實際配電變壓器設置情形可知，於商業區配電網路之架設情形，係以亭置式變壓器為主要設置方式，而住宅區配電網路則有亭置式變壓器與桿上變壓器兩種設置方式，至於在狹小巷弄配電變壓器之設置，乃以裝設桿上變壓器為主。
5. 由東京電力公司及韓國電力公司之介紹可知，目前日本東京電力公司所屬供電範圍之配電線路架設方式，仍以架空線路為主要設置方式，但對於部分地區業已施行配電地下化，如表 4-21 所示。至於韓國地區目前配電系統之線路雖以架空線

路為主，但於首爾市等人口較密集區域，其配電系統地下化之情形，已有增加趨勢。

6. 日本地區於人口較密集城市之配電變壓器設置方式，以裝設亭置式變壓器為主，而於住宅區及狹小巷弄則以裝設桿上變壓器為主。
7. 目前韓國於人口較密集地區之配電變壓器設置情形，以裝設亭置式變壓器為主，且韓國電力公司於商業區之配電網路架設情形，係以地下化線路之設置方式為主。至於在住宅區之配電網路架設情形，則以架空線路為主。又於住商混合區狹小巷弄之配電變壓器設置，則以裝設桿上變壓器為主。

E. 綜合比較分析臺灣與先進國家有關配電變壓器設置地點、裝置方法及變壓器與民宅距離或其它設施間隔距離等相關法源及實際執行方法。

1. 由英國電力法、日本道路法及韓國亭置式變壓器施工標準與配電線路遷移服務手冊之規範可知，當配電設施設置於公共區域或道路時，均需獲得道路主管機關同意後，方可設置相關電氣設施，如表 4-52 所示。
2. 日本道路占用許可標準、韓國亭置式變壓器施工標準及臺灣公路用地使用規則，均規定配電設施需儘量設置於植栽設施帶，並以不影響行人或車輛通行為原則，如表 4-59 所示。
3. 於表 4-53 配電變壓器設置方向之比較可知，日本規定亭置式變壓器之設置方向需儘量與道路平行，而韓國則規定桿上變壓器需由左側開始設置，觀察基準位置乃由道路中央仰望變壓器，如圖 4-71 所示，至於臺灣則規定桿上變壓器需設置於臨路側。

4. 統整分析各國選擇配電變壓器設置之地點，如表 4-54 所示，可知配電變壓器一般被建議安裝於人行道、公共設施帶及植栽區域等場所，並禁止安裝於道路路口與轉彎處等場所，以防止配電變壓器遭車輛撞擊、阻礙交通及行人用路安全。
5. 於德國低壓配電設備使用法及韓國配電線路遷移服務手冊中均提及配電設施或線路遷移費用之承擔單位，如表 4-60 所示，應可提供電力公司參考應用。
6. 於美國、英國、日本、韓國與臺灣均有制定架空線路距離地面(道路)之高度規範，其中美國國家電氣安全法規與臺灣電業供電線路裝置規則均對電線、導線、電纜和設備之未接地帶電組件的間隔距離，以及支吊線、導線、電纜和未防護帶電組件與建築物之間隔進行規範，詳如表 3-2 所示。惟需注意的是，上述標準係僅對電線、導線、電纜及其它附屬組件等架空線路電氣設施与其它設施間距或與建築物間距加以規範，故可知於目前現行之規範中，僅針對不同電壓等級之非被接地設施與民宅間距進行規範。

F. 訪查台北南區、台南、彰化、新竹及宜蘭等五個區營業處，並已彙整電力公司回應用戶有關配電變壓器設置位置之答詢資料，以及分析目前設置配電變壓器所遭遇困難與解決方式。

1. 由各區處問卷分析統計結果可知，若將目前電力公司於規劃設計配電變壓器安裝地點與設置方式，以法規層面予以分析探討時，則顯示目前電力公司規劃與設計原則符合現行法規規範。至若以執行層面統計分析時，則可知目前電力公司實際設置配電變壓器所遭遇問題之前三者分別為「受第三者設施阻礙裝置」、「受輿論阻礙」及「受關說阻礙」。又若以民眾

反對意見加以分析時，則可知造成民眾反對設置變壓器之主因，則涵括健康理由、風俗民情、阻礙交通及美觀。

2. 綜合分析各區處提供之案例可知，一般架空或地下配電設備遷移案件申訴者身分可概分為民眾陳情與其它政府機關等兩部分，其中民眾陳情遷移配電變壓器之原因，主要有(1)電磁波對健康影響之疑慮、(2)居家出入或停車視線受影響與(3)有礙觀瞻。至於政府機關申請遷移配電設施之原因，則為相關電氣設施恐有阻礙行車安全之疑慮，需要求電力公司辦理相關設施之遷移。

G. 本計畫對於國內舊版屋外供電線路裝置規則與新版電業供電線路裝置規則進行比較分析，以供瞭解其差異性。

1. 為使相關電氣設施安裝規定可更符實際需求，並與國際相關規範接軌，建議可參考美國國家電氣安全法規、國際電工技術委員會標準(IEC)及日本電氣協會規程(JEAC)之規範，以檢討修正現行屋外供電線路裝置規則。
2. 於新版電業供電線路裝置規則中，已將國內現今不存在或已無再使用電氣設備之規範條款予以刪除，並對先前定義不清楚或易造成誤解之處進行修正，同時對於舊版未規範或先前規定較為簡單之項目，則已參考 NESC 之規範予以修正或新增，相關分析內容如表 3-7 所示，敬供參考。
3. 經分析新舊版線路裝置規則之差異可知，新版電業供電線路裝置規則主要定義輸配電線路与其它構物之間距規範，而對於現有配電變壓器設置地點之規範描述，較為有限。

本計畫研究團隊於執行計畫期間，曾至台電綜合研究所及相關區處單位進行計畫執行討論，並曾請益獲得台灣電力公司各業務區處及相關單位之熱心協助提供資料，進行數次資料收集及工作討論，如表 6-1 所示，謹此敬致最誠摯之謝意。

表 6-1 計畫執行期間研究團隊與承辦單位之相關會議紀要

項次	日期	地點	會議內容
1	102.02.01	台電綜合研究所 公館所區	期初說明會 報告內容：工作預定進度
2	102.05.21	台北南區營業處	第一次工作進度報告 報告內容：資料收集與分析討論
3	102.05.22	台南區營業處	第二次工作進度報告 報告內容：資料收集及訪談
5	102.05.28	彰化區營業處	第三次工作進度報告 報告內容：資料收集與分析討論
4	102.05.29	新竹區營業處	第四次工作進度報告 報告內容：資料收集及訪談
6	102.06.04	宜蘭區營業處	第五次工作進度報告 報告內容：資料收集及訪談
7	102.07.04	台電總管理處	第六次工作進度報告 報告內容：配電變壓器資料收集 及工作進度報告
8	102.08.22	台電綜合研究所 公館所區	期中報告 報告內容：工作進度及未來研究 方向報告
9	102.11.06	台電總管理處	第七次工作進度報告 報告內容：工作進度及初步研究 結果報告
10	103.01.17	台電總管理處	期末報告會前會 報告內容：工作進度及期末報告 撰寫進度
11	103.05.07	台電綜合研究所 公館所區	第 2 次期末報告會前會 報告內容：討論期末報告內容修 改之方向與方式
12	103.06.27	台電綜合研究所 公館所區	期末報告會議 報告內容：研究成果報告

6-1 結論

由於本計畫蒐集美國、德國、英國、日本、韓國與臺灣之條文或電力公司自訂之作業要點頗多，因此為期清楚瞭解，本節結論摘要如下：

Q1：配電變壓器與民宅或其它設施間隔距離之相關規定？又國外規範為何？

A1：本計畫已蒐集美國、德國、英國、日本及韓國等 5 個國家對於設置配電設備之規範，共蒐集整理約三千條以上之規範，其中包含美國國家電氣安全法規、德國電氣工程師協會 VDE 0105 標準(DIN VDE 0105)、英國國家電氣安裝標準、日本地方政府制定之道路占用許可標準、韓國大韓電氣協會制定之電氣設備施工技術標準，以及臺灣電業供電線路裝置規則之規範。目前這些規範主要制定架空線路及其它電氣設施與建物之間隔，同時對於亭置式變壓器之設置位置亦有建議，而對於桿上變壓器及亭置式變壓器與民宅間距之規範，似無明確距離規定。

Q2：外殼已接地之配電變壓器與建物或其它設備是否有明確距離規定？又規定為何？

A2：目前美國、德國、英國、日本及韓國配電網路之接地方式與臺灣相似，均採用有效接地，且德國、英國、韓國與臺灣對所設置之電氣設備均進行設備接地，分別如圖 4-11 至圖 4-15 及圖 4-80 至圖 4-81 所示，因此可推知亭置式變壓器外殼皆已執行接地，應已具備足夠之安全保護，至於目前蒐集之國外相關規範中，對外殼已接地之變壓器與建物或其它設備，並無明確距離規定。

Q3：於相關法規、條文或要點中，與建物或設施距離有關之規定對

象是何種配電設施？

A3：由美國國家電氣安全法規、德國電氣工程師協會 VDE 0105 標準、英國國家電氣安裝標準、日本地方政府制定之道路占用許可標準、韓國大韓電氣協會制定之電氣設備施工技術標準，以及臺灣電業供電線路裝置規則之規範可知，目前各國係針對電線、導線、電纜及其它附屬組件等架空線路電氣設施与其它設施間距或與建築物及離地間距加以規範。

Q4：各國對亭置式變壓器設置位置考量因素？

A4：由表 4-54 可知，各國對亭置式變壓器設置位置考量因素中，美國係建議將亭置式變壓器安裝於維修無障礙之場所、具備防火措施之場所，以及與公共設施間需保持最小安全距離。而英國則建議將亭置式變壓器安裝於道路旁、公園、停車區域、花園、公共設施帶與公共運動場等空間。至於日本之作法，則係以人行道或植栽設施帶等場所為設置亭置式變壓器之優先考量。又韓國則是以不影響行車與行人安全之場所為優先。由此可知，各國建議安裝配電變壓器之地點，主要為道路旁、公園、停車區域、花園、公共設施帶與公共運動場等設置場所，而禁止設置地點則為人行道路口、消防栓、十字路口、交通號誌燈、道路標誌及消防栓標誌內等位置，以期提升道路使用者與相關電氣設備之安全性。

6-2 建議

本研究團隊根據分析各國配電設施設置規範之結果及探討各國實際配電變壓器安裝情形，並與台電公司業務處、綜合研究所及區營業處進行相關結果之研討，冀望藉由有效之研究心得交換與專案研討互動，使本研究計畫更臻盡善之境，期能研擬符合國內環境下可行之

配電變壓器選址決策方式提供台電公司參考應用，俾使規劃結果可更符合民眾期望，以創造更佳之營運績效。

本計畫依據我國國情及居住環境特性，就技術面、實務面與民情面，加以嚴謹探討分析配電變壓器與民宅距離之必要性與可行性，力求適合國內環境許可情形，兼顧配電變壓器選址最佳原則，故提出短、中、長期建議方案供台電公司參考應用，說明如下：

A. 短期建議方案

1. 配電變壓器外觀美化多樣化之作法

建議在預算充裕下，可參考德國作法，將配電設施之外殼作為佈告欄，以提供鄰里相關公益活動、藝文活動、鄰里公告或政策宣導，敦親睦鄰建立良好的社區關係，此作法可依據配電設施之外殼高度，統一規定相關文宣及海報尺寸，同時規劃適當處所或部分配電設備作為示範系統，以評估配電設備外觀美化作法之成效。此外，亦可仿效美國境內舊金山地區街道變壓器外箱彩繪，有助於使民眾感覺親切。

2. 確保帶電導體之安全性

國內依架空線路絕緣等級之不同，可概分為帶電體未被覆、帶電體已被覆及絕緣導線等類型，其中帶電體未被覆係指裸導體(無任何絕緣效用)，而帶電體已被覆則為導線外部有纏繞絕緣物質，但絕緣能力卻不如絕緣導線，至於絕緣導線則係指具有絕緣效用之導體。因此由蒐集之相關規範資料可知，目前各國均對所使用導線之不同，制定不同之間距規範，其中韓國之大韓電氣協會制定的桿上變壓器施工標準中，規定桿上變壓器一次引入線於施工後，不僅需確保帶電體不可外露，同時需留意一次引入線與周圍設施或建築物保持適當安全間隔距離，故為提升國內桿上變壓器帶電體之絕緣能力，建議於施工結束後，務需確保帶電導體不外露。

3. 強化土地規劃單位與電力供電單位雙方之溝通協調

韓國配電線路遷移服務手冊提及「欲規劃設計配電線路於未興建道路或未規劃道路之興建範圍時，則電力公司需先向城市管理規劃局申請建設許可，且俟核准公告後，方可設置配電線路」，因此建議國內相關政府機關於規劃未開發地區、重劃區或都市更新之土地時，可與電力公司相關單位共同討論該開發區域未來供電網路及供電設備設置位置之規劃設計，俾強化土地規劃單位與電力供應單位雙方之溝通協調，同時有助於提升開發地區之未來都市景觀。

B. 中期建議方案

1. 建議可將用戶提供設置場所之相關作法酌以新增至作業要點修訂

配電變壓器為配電網路中不可或缺之設備，而配電變壓器之選址規劃及與民宅間距等問題，均為重要課題，因此各國於相關法規、條文或作業要點中，則明文規定民眾於申請用電或用電量超過規定時，需提供相關配電設施之設置空間，以供電力公司安裝配電設施之用，故建議台灣電力公司可參考美國 Xcel 能源公司、德國低壓配電設備使用法及韓國電力公司電力供應條款之規定，將此用戶提供設置空間之概念酌以融入未來修訂電業法、電業線路裝置規則、電力公司營業規則與新增設用戶配電場所設置規範，因而可使主管單位經由用戶用電種類、供電方式及申請用電容量之差異，進行擬定用戶需提供設置配電變壓器處所之空間大小，此亦可使民眾更加明確瞭解需提供空間大小，執行作業更有效率。

2. 建議規劃具有彈性與可調整之配電變壓器設置地點

經訪談區處實際設置配電變壓器於公共區域之作法可知，電力公司雖依據公路使用規則將配電變壓器或配電設備設置於人行道、分隔島或道路旁時，但有時施工與設計圖面不完全符合時，為避免繁複變

更程序造成施工之窘境，倘規劃設置配電設備之人行道或分隔島寬度足夠時，建議參考英國道路法規定之作法，亦即「若電氣設備無法設置於原規劃位置時，則可於原規劃設置位置距離至多 3 m 處進行設置」。

3. 建議可設置配電變壓器於緊鄰再生能源發電設備處

近年來國內政府機關戮力推行再生能源，並鼓勵民間企業與民眾設置太陽能與風力發電機組，且電力公司遵循國內能源政策之施行，擬定設計諸多優惠之購電方案，鼓勵民眾將自身擁有之再生能源發電設備併網運轉，並將多餘之電力售予電力公司，故若擬減少用戶端至配電變壓器間所造成之電力傳送損失，建議可將配電變壓器設置於鄰近再生能源發電設備。

C. 長期建議方案

1. 開發兼具高運轉效能及小體積之配電變壓器

由於考量配電變壓器之散熱問題，因此國內常採用體積較國外大之矮胖型配電變壓器，故建議電力公司可參考國外相關配電變壓器之設計，將設置於人行道或道路植栽帶等區域之配電變壓器的結構進行改善，亦即由目前矮胖型架構改為諸如德國與日本之長瘦型架構，以期研發高運轉效能且體積小兼具之配電變壓器，將有助於減少安裝配電變壓器所需之土地面積與提升變壓器之設置多樣性。

2. 提昇系統遠端監控與自動化技術之能力

承中期建議方案第 1 點建議，若國內依據歐洲國家作法，將配電變壓器及相關配電設備置於用戶提供地點，則可能因私人處所管制，配電設備維修可能較為不易，因此建議可研發強化監控配電運轉，亦即將配電設備輔以遠端監測技術，進行開發具有監測及預警能力之電氣設施，不僅有助於遠端監控配電設備運轉狀態，同時提高用電安全

及供電品質。

3. 強化智慧型最佳化演算技術與配電運轉圖資系統之結合

本計畫已將民眾觀感、能量損失成本與配電變壓器設置成本納入考量，並輔以智慧型演算技術建立配電變壓器最佳選址決策流程，應有助於獲得高運轉效能，並可契合民眾期望及符合成本效益三者兼具之配電網路。因此本計畫目前設計之選址決策程序與開發之圖形介面，希冀可與電力公司之資料庫連結，以融入電力公司現行之配電運轉圖資系統，進而有助於開發智慧型配電網路決策規劃平台，預將對於配電變壓器新設工程之實務與技術，更具助益。

參考文獻

- [1] 「架空配電線路器材」,台灣電力公司業務處,第 6-1 頁至第 6-13 頁,2004 年 6 月。
- [2] 「地下配電線路設計」,台灣電力公司業務處,第 7-1 頁至第 7-19 頁,2013 年 3 月。
- [3] 「架空配電線路施工」,台灣電力公司業務處,第 7-1 頁至第 7-13 頁,2011 年 6 月。
- [4] 「地下配電線路施工」,台灣電力公司業務處,第 4-1 頁至第 4-14 頁,2011 年 6 月。
- [5] 「公路用地使用規則」,交通部,2013 年 2 月 18 日。
- [6] 「市區道路及附屬工程設計標準」,內政部,2005 年 12 月。
- [7] 「電業供電線路裝置規則」,經濟部,2013 年 10 月。
- [8] 「建築技術規則設備篇」,內政部,2012 年 11 月。
- [9] 「配電手冊(一)規劃設計篇」,台灣電力公司業務處,第 2-1 頁至第 2-40 頁,2013 年 2 月。
- [10] 「營業規則」,經濟部,2013 年 4 月。
- [11] 「變壓器設置調查報告」,監察院,第 9 頁至第 10 頁,2011 年 12 月。
- [12] 「架空桿線地下化後變壓器設置地點補償機制研究」,臺灣電力股份有限公司,研究計畫 TPC-007-2821-9804,2009 年 9 月。
- [13] 新增設用戶配電場所設置規範,台灣電力公司營業處,2013 年 3 月。
- [14] “Electric Power Industry Overview,” Energy Information Administration, 2011.
- [15] J. D. Glover, M. S. Sarma, and T. J. Overbye, “Power System

- Analysis and Design 4/e,” 2009.
- [16] ANSI C84.1-1989.
 - [17] T. M. Shoemaker and J. E. Mack, “Lineman's and Cableman's Handbook,” Eleventh Edition, McGraw-Hill Companies, 2010.
 - [18] NESC, “National Electrical Safety Code”, 2012.
 - [19] New York City Hall, <http://www.nyc.gov/html/index.html>
 - [20] New York City Department of Transportation, <http://www.nyc.gov/html/dot/html/home/home.shtml>
 - [21] New York City Department of Transportation, “Street Works Manual,” 2011.
 - [22] PG&E, “2012 Green book Manual,” July 2012.
 - [23] Xcel Energy, “Standard for Electric Installation and Use,” January 2013.
 - [24] United State Department of Commerce, Census Bureau, “Population Estimates,” 2010.
 - [25] 經濟部能源研究發展基金計畫，電業經營績效評估因素分析，2003 年。
 - [26] E.ON, “2012 Annual Report,” 2012.
 - [27] EnWG , “Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung”, 2005.
 - [28] NAV, “Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung”, 2006.
 - [29] 德國巴伐利亞邦建築規範， “Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen”。
 - [30] 德國標準化協會， <http://www.vde.com/>
 - [31] “DIN VDE 0100”, June 2013
 - [32] DIN VDE 0105-100(VDE 0105:100):2005-06
 - [33] Stakeholder Advisory Group on ELF EMFs, “Electricity

- Distribution and Report on Discussions on Science,” June 2010.
- [34] The National Archives, “Electricity Act,” 2013.
- [35] The National Archives, “Transport and Works, England Transport,” 2008.
- [36] IEE Wiring Regulations, “Requirement for Electrical Installation,” 2008.
- [37] National Grid, “Development near Overhead Lines,” July 2008.
- [38] Stakeholder Advisory Group on ELF EMFs, “Power Lines and Property, Wiring in Homes, and Electrical Equipment in Homes”, April 2007.
- [39] 日本中部電力株式會社，<https://www.chuden.co.jp>。
- [40] 日本東京電力株式會社，<http://www.tepco.co.jp/index-j.html>。
- [41] 流通設備計画ルール，日本東京電力株式會社，2012 年 9 月。
- [42] 配電設備計画基準，日本九州電力株式會社，2004 年 12 月。
- [43] 電気事業法，日本經濟產業省，2013 年 6 月。
- [44] 道路法，日本国土交通省道路局，2013 年 6 月
- [45] 日本無電柱化推進計画，日本国土交通省道路局，2004 年 4 月。
- [46] 東京都無電柱化方針，日本東京都建設局，2007 年 6 月。
- [47] 配電線の地中化率、配電線の長さ，日本東京電力株式會社，2012 年。
- [48] 沖縄ブロックにおける無電柱化計画について，沖縄縣那覇市開發建設部道路管理課，2009 年。
- [49] 東京都道路占用許可標準，日本東京都建設局，2003 年 4 月。
- [50] 伊勢原市市道路占用許可標準，2009 年 4 月。
- [51] 島根縣道路占用許可標準：
http://www.pref.shimane.lg.jp/hamada_kendo/shinsei/douro-shinsei/senyou.html。

- [52] 配電設備一覽表，東京電力株式會社，2012 年 3 月。
- [53] 東京都電線共同溝整備マニュアル，東京都建設局，2011 年 6 月。
- [54] 日本九州電力株式會社，<http://www.kyuden.co.jp>。
- [55] 系統計畫策定基準，九州電力株式會社，2012 年 7 月。
- [56] KEPCO, “Global Top Green & Smart Energy Pioneer,” KEPCO 2012 Annual Report, pp. 22-23, 2012.
- [57] KEPCO, “Smart Today Green Tomorrow,” KEPCO Sustainability Report, pp. 26-31, 2012.
- [58] 電力法，大韓民國知識經濟部，2013 年 3 月。
- [59] 都市規劃法，大韓民國知識經濟部，2012 年 10 月。
- [60] 桿式變壓器施工標準，韓國電氣協會，2002 年。
- [61] 亭置式變壓器施工標準，韓國電氣協會，2002 年。
- [62] 電氣設備技術標準，韓國電氣協會，2013 年 3 月。
- [63] 韓國電力公司：<http://cyber.kepco.co.kr/kepco/main.do>.
- [64] 何麗玉，“我國與亞洲鄰近國家配電設備地下化設置方式比較”，臺灣經濟研究月刊，卷號：33，期號：2，起迄頁：109-115，2010 年 2 月。
- [65] 電力供應條款，韓國電力公司，2009 年 9 月。
- [66] 配電線路遷移服務手冊，韓國電力公司，2013 年 6 月。

各國法規、條文及要點與本計畫內容之對照表

國家	附錄	對應位置/頁次
美國	A-1	4-2 節/65；表 4-1/67
	A-2	4-2 節/65
	A-3	4-2-1 節/67；表 4-2/73
	A-4	4-2-2 節/74；表 4-3/75。
	A-5	0 節/75；圖 4-2/76
德國	B-1	圖 4-12 至圖 4-15/85 至 87
	B-2	4-3-2 節 A 部分內容/88
	B-3	4-3-2 節 B 部分內容/89
	B-4	4-3-3 節/90
	B-5	4-3-3 節/90
	B-6	表 4-8/92
	B-7	圖 4-18/93
	B-8	圖 4-19/94；表 4-9 至表 4-10/95 至 95
英國	C-1	圖 4-32 至圖 4-33/104
	C-2	4-4-1 節 A 部分內容/105
	C-3	4-4-1 節 B 部分內容/106
	C-4	4-4-2 節 A 部分至 E 部分內容/107 至 111；圖 4-37 /108、表 4-13/108
	C-5	4-4-3 節/111
	C-6	表 4-15 /113
日本	D-1	4-5-1 節 A 部分內容/119
	D-2	4-5-1 節 B 部分內容/119
	D-3	4-5-1 節 C 部分內容/119
	D-4	圖 4-47 至圖 4-48/121
	D-5	表 4-19/122
	D-6	4-5-2 節 A 部分至 D 部分內容/122 至 123；表 4-20/124
	D-7	4-5-2 節 0 部分至 G 部分內容/124 至 125；圖 4-49 至圖 4-50/125 至 126
	D-8	4-5-2 節 H 部分至 J 部分內容/126 至 126
	D-9	4-5-3 節 A 部分內容/127；圖 4-52 至圖 4-53/129 至 130
	D-10	4-5-3 節 B 部分內容/130
韓國	E-1	4-6-1 節 A 部分內容/141
	E-2	4-6-1 節 B 部分內容/142
	E-3	4-6-2 節 A 部分內容/143；圖 4-69 至圖 4-72 /144 至 147；表 4-30/144
	E-4	4-6-2 節 0 部分內容/148；圖 4-74 至圖 4-79 /148 至 151；表 4-32/149
	E-5	4-6-2 節 C 部分內容/154、表 4-33 至表 4-42/154 至 162、圖 4-86/157
	E-6	4-6-3 節 A 部分內容/164
	E-7	4-6-3 節 B 部分內容/164

附錄 A

美國地區相關資料原文

附錄 A-1

Standard nominal three-phase system voltages

附錄 A-2

Lineman's and Cableman's Handbook, Eleventh Edition

附錄 A-3

National Electrical Safety Code

附錄 A-4

New York City Street Works Manual; Washington Administrative Code;
Electric Service Requirements and Guidelines

附錄 A-5

PG&E 2012 Green book Manual; Xcel Energy Standard for Electric
Installation and Use

附錄A-1

Standard nominal three-phase system voltages

Standard nominal three-phase system voltages per ANSI C84.1-1989

Voltage Class	Three-wire	Four-wire
Low Voltage	240 480 600	208 Y/120 240/120 480 Y/277
Medium Voltage	2,400 4,160 4,800 6,900 13,800 23,000 34,500 46,000 69,000	4,160 Y/2,400 8,320 Y/4,800 12,000 Y/6,930 12,470 Y/7,200 13,200 Y/7,620 13,800 Y /7,970 20,780 Y /12,000 22,860 Y /19,920
High Voltage	115,000 138,000 161,000 230,000	
Extra-High Voltage	345,000 500,000 765,000	
Ultra-High Voltage	1,100,000	

附錄A-2

National Electrical Safety Code

National Electrical Safety Code

Section 23. Clearances

230. General

A. Application

This section covers all clearances, including climbing spaces, involving overhead supply and communication lines.

NOTE: The more than 70 years of historical development and specification of clearances in Rules 232, 233, and 234 were reviewed for consistency among themselves and with modern practice and were appropriately revised in both concept and content for the 1990 Edition. See Appendix A.

1. Permanent and temporary installations The clearances of Section 23 are required for permanent and temporary installations.

2. Emergency installations

The clearances required in Section 23 may be decreased for emergency installations if the following conditions are met.

NOTE: See Rule 14.

a. Open supply conductors of 0 to 750 V and supply cables meeting Rule 230C; and communication conductors and cables, guys, messengers, and neutral conductors meeting Rule 230E1 shall be suspended not less than 4.8 m (15.5 ft) above areas where trucks are expected, or 2.70 m (9 ft) above areas limited to pedestrians or restricted traffic only where vehicles are not expected during the emergency, unless Section 23 permits lesser clearances.

For the purpose of this rule, trucks are defined as any vehicle exceeding 2.5 m (8 ft) in height. Areas not subject to truck traffic are areas where

truck traffic is neither normally encountered nor reasonably anticipated or is otherwise limited.

Spaces and ways subject to pedestrians or restricted traffic only are those areas where riders on horseback or other large animals, vehicles, or other mobile units exceeding 2.5 m (8 ft) in height are prohibited by regulation or permanent terrain configurations or are otherwise neither normally encountered nor reasonably anticipated or are otherwise limited.

b. Vertical clearances of open supply conductors above 750 V shall be increased above the applicable value of Rule 230A2a as appropriate for the voltage involved and the given local conditions.

c. Reductions in horizontal clearances permitted by this rule shall be in accordance with accepted good practice for the given local conditions during the term of the emergency.

d. Supply and communication cables may be laid directly on grade if they are guarded or otherwise located so that they do not unduly obstruct pedestrian or vehicular traffic and are appropriately marked. Supply cables operating above 600 V shall meet either Rule 230C or 350B.

e. No clearance is specified for areas where access is limited to qualified personnel only.

3. Measurement of clearance and spacing

Unless otherwise stated, all clearances shall be measured from surface to surface and all spacings shall be measured center to center. For clearance measurements, live metallic hardware electrically connected to supply line conductors and communication equipment connected to communication line conductors shall be considered a part of the line conductors. Metallic bases of potheads, surge arresters, and similar

devices shall be considered a part of the supporting structure.

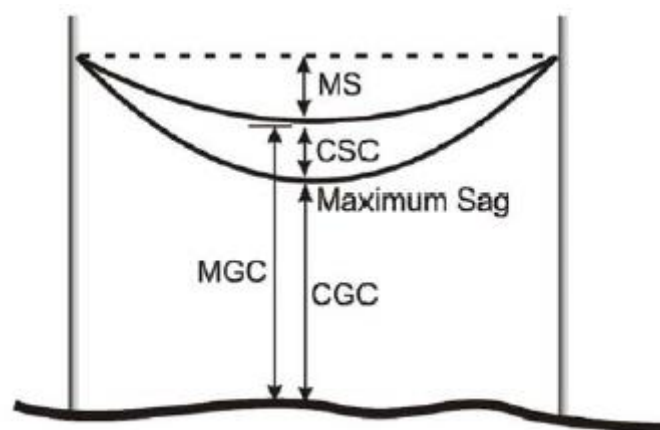
4. Rounding of calculation results

Unless otherwise specified in a table or rule within Section 23, clearance specifications that require a calculation to determine the required clearance shall have the resultant of the calculation rounded up to the same level of decimal places as the basic value shown in the rule or table, regardless of the numbers of significant digits of individual values required to be used in the calculation.

If a calculated clearance is allowed a reduction by footnotes or EXCEPTIONs, the resultant calculation shall be rounded up before the reduction is applied, and the resultant calculation after the reduction is applied shall also be rounded up.

EXCEPTION 1: When determining a clearance at specified conditions based on field measurements, the resultant calculation shall be rounded down.

Example: Rounding of calculated ground clearance at maximum sag



MGC = measured ground clearance = 5.69 m (18.67 ft)

MS = measured sag @ 28 °C (82 °F) conductor temperature = 0.66 m
(2.15 ft)

CSC = calculated sag change from 28 °C (82 °F) to maximum sag due to thermal or ice loading = 0.77 m (2.52 ft)

CGC = calculated ground clearance at maximum sag = 4.92 m (16.15 ft)
= 4.9 m (16.1 ft) when rounded down to the next 0.1 m (0.1 ft)

Actual clearance aboveground was measured to be 5.69 m (18.67 ft) when the conductor was measured to be at 28 °C (82 °F). The sag at that conductor temperature was measured to be 0.66 m (2.15 ft). The measured sag, conductor temperature, and span length were used in sag and tension software to calculate the change in sag from the measured condition to the maximum sag produced by either ice loading or maximum conductor temperature. The change in sag from the measurement condition to the maximum sag condition was calculated to be 0.77 m (2.52 ft). Thus, the ground clearance when at maximum sag is calculated to be $5.69\text{ m} - 0.77\text{ m} = 4.92\text{ m}$ ($18.67\text{ ft} - 2.52\text{ ft} = 16.15\text{ ft}$). Since the clearances of Table 232-1 are specified in 0.1 m (0.1 ft) increments, the calculated clearance 4.92 m (16.15 ft) must be rounded down to the next lower 0.1 m (0.1 ft) 4.9 m (16.1 ft) and compared to the required clearance to determine if the Code requirements are met. For example, if this conductor was an effectively grounded supply neutral conductor meeting Rule 230E1, crossing a field, it would meet the 4.7 m (15.5 ft) required for a neutral over a field when at final sag that is required by Table 232-1, row 4, other lands. However, if the conductor were a primary voltage supply conductor of 7200 V to ground, the clearance would not meet the 5.6 m (18.5 ft) required at maximum sag by the same table and row for that voltage.

EXCEPTION 2: Rules or tables with values in millimeters are shown in

units of 5 mm (0.2 in); as a result, resultants of calculations to be expressed in millimeters shall be rounded up to the next multiple of 5 mm (0.2 in).

B. Ice and wind loading for clearances

1. Four general degrees of loading due to weather conditions are recognized and are designated as clearance zones 1, 2, 3, and 4. Figure 230-1 shows the zones where these loadings apply.

NOTE: The localities are classified in the different zones according to the relative simultaneous prevalence of the wind velocity and thickness of ice that accumulates on wires. Zone 3 is for places where little, if any, ice accumulates on wires. Zone 4 applies to latitudes below 25 degrees where mild temperatures exist at sea level, but icing may occur at altitudes above 2743 m (9000 ft) above sea level.

See Appendix B.

2. Table 230-1 shows the radial thickness of ice to be used in calculating sags for clearance purposes. See applicable clearance rules in Section 23.

3. Ice and wind loads are specified in Rule 230B1.

a. Where a cable is attached to a messenger, the specified loads shall be applied to both cable and messenger.

b. In determining wind loads on a conductor or cable without ice covering, the assumed projected area shall be that of a smooth cylinder whose outside diameter is the same as that of the conductor or cable. The force coefficient (shape factor) for cylindrical surfaces is assumed to be 1.0.

NOTE: Experience has shown that as the size of multiconductor cable decreases, the actual projected area decreases, but the roughness factor increases and offsets the reduction in projected area.

c. An appropriate mathematical model shall be used to determine the wind and weight loads on ice-coated conductors and cables. In the absence of a model developed in accordance with Rule 230B5, the following mathematical model shall be used:

(1) On a conductor, lashed cable, or multiple-conductor cable, the coating of ice shall be considered to be a hollow cylinder touching the outer strands of the conductor or the outer circumference of the lashed cable or multiple-conductor cable.

(2) On bundled conductors, the coating of ice shall be considered as individual hollow cylinders around each subconductor.

d. It is recognized that the effects of conductor stranding or of non-circular cross section may result in wind and ice loadings more or less than those calculated according to assumptions stated in Rules 230B3b and 230B3c. No reduction in these loadings is permitted unless testing or a qualified engineering study justifies a reduction.

4. Table 230-2 shows the radial thickness of ice, wind pressures, temperatures, and additive constants to be used in calculating inelastic deformation.

The load components shall be determined as follows:

a. Vertical load component

The vertical load on a wire, conductor, or messenger shall be its own weight plus the weight of conductors, spacers, or equipment that it supports, ice covered where required by Rule 230B1 and Table 230-2.

b. Horizontal load component

The horizontal load shall be the horizontal wind pressure determined under Rule 230B1 and Table 230-2, applied at right angles to the

direction of the line using the projected area of the conductor or messenger and conductors, spacers, or equipment that it supports, ice covered where required by Rule 230B1 and Table 230-2.

NOTE: The projected area of the conductor or messenger is equal to the diameter of the conductor or messenger, plus ice if appropriate, multiplied by the span length (see Rule 252B4). See Rule 251A2 for force coefficient values of different surface shapes.

c. Total load

The total load on each wire, conductor, or messenger shall be the resultant of components in a) and b) above, calculated at the applicable temperature in Table 230-2, plus the corresponding additive constant in Table 230-2.

5. Final sag calculations shall include the effects of inelastic deformation due to both (a) initial and subsequent combined ice and wind loading, and (b) long-term material deformation (creep). See applicable **sag** definitions. Ice is assumed to weigh 913 kg/m³ (57 lb/ft³).

C. Supply cables

For clearance purposes, supply cables, including splices and taps, conforming to any of the following requirements are permitted lesser clearances than open conductors of the same voltage. Cables should be capable of withstanding tests applied in accordance with an applicable standard.

1. Cables that are supported on or cabled together with an effectively grounded bare messenger or neutral, or with multiple concentric neutral conductors, where any associated neutral conductor(s) meet(s) the

requirements of Rule 230E1 and where the cables also meet one of the following:

- a. Cables of any voltage having an effectively grounded continuous metal sheath or shield
 - b. Cables designed to operate on a multi-grounded system at 22 kV or less and having semiconducting insulation shielding in combination with suitable metallic drainage
2. Cables of any voltage, not included in Rule 230C1, covered with a continuous auxiliary semiconducting shield in combination with suitable metallic drainage and supported on and cabled together with an effectively grounded bare messenger.
3. Insulated, nonshielded cable operated at not over 5 kV phase to phase, or 2.9 kV phase to ground, supported on and cabled together with an effectively grounded bare messenger or neutral.

D. Covered conductors

Covered conductors shall be considered bare conductors for all clearance requirements except that clearance between conductors of the same or different circuits, including grounded conductors, may be reduced below the requirements for open conductors when the conductors are owned, operated, or maintained by the same party and when the conductor covering provides sufficient dielectric strength to limit the likelihood of a short circuit in case of momentary contact between conductors or between conductors and the grounded conductor. Intermediate spacers may be used to maintain conductor clearance and to provide support.

E. Neutral conductors

1. Neutral conductors that are effectively grounded throughout their

length and associated with circuits of 0 to 22 kV to ground may have the same clearances as guys and messengers.

2. All other neutral conductors of supply circuits shall have the same clearances as the phase conductors of the circuit with which they are associated.

231. Clearances of supporting structures from other objects

Supporting structures, support arms, anchor guys, and equipment attached thereto, and braces shall have the following clearances from other objects. The clearance shall be measured between the nearest parts of the objects concerned.

A. From fire hydrants

Not less than 1.2 m (4 ft).

EXCEPTION 1: Where conditions do not permit, a clearance of not less than 900 mm (3 ft) is allowed.

EXCEPTION 2: Clearances in Rule 231A may be reduced by agreement with the local fire authority and the pole owner.

B. From streets, roads, and highways

1. Where there are curbs: supporting structures, support arms, anchor guys, or equipment attached thereto, up to 4.6 m (15 ft) above the road surface shall be located a sufficient distance from the street side of the curbs to avoid contact by ordinary vehicles using and located on the traveled way. For a redirection curb, such distance shall be not less than 150 mm (6 in). For paved or concrete swale-type curbs, such facilities shall be located behind the curb.

2. Where there are no curbs, supporting structures should be located a sufficient distance from the roadway to avoid contact by ordinary

vehicles using and located on the traveled way.

3. Location of overhead utility installations on roads, streets, or highways with narrow rights-of-way or closely abutting improvements are special cases that must be resolved in a manner consistent with the prevailing limitations and conditions.

4. Where a governmental authority exercising jurisdiction over structure location has issued a permit for, or otherwise approved, specific locations for supporting structures, that permit or approval shall govern.

C. From railroad tracks

Where railroad tracks are parallel to or crossed by overhead lines, all portions of the supporting structures, support arms, anchor guys, and equipment attached thereto less than 6.7 m (22 ft) above the nearest track rail shall have horizontal clearances not less than the values required by Rule 231C1 or 231C2 for the situation concerned.

NOTE: See Rule 234I.

1. Not less than 3.6 m (12 ft) from the nearest track rail.

EXCEPTION 1: A clearance of not less than 2.13 m (7 ft) may be allowed where the supporting structure is not the controlling obstruction, provided sufficient space for a driveway is left where cars are loaded or unloaded.

EXCEPTION 2: Supports for overhead trolley-contact conductors may be located as near their own track rail as conditions require. If very close, however, permanent screens on cars will be necessary to protect passengers.

EXCEPTION 3: Where necessary to provide safe operating conditions that require an uninterrupted view of signals, signs, etc., along tracks, the

parties concerned shall cooperate in locating structures to provide the necessary clearance.

EXCEPTION 4: At industrial sidings, a clearance of not less than 2.13 m (7 ft) shall be permitted, provided sufficient space is left where cars can be loaded or unloaded.

2. The clearances of Rule 231C1 may be reduced by agreement with the railroad(s).

232. Vertical clearances of wires, conductors, cables, and equipment above ground, roadway, rail, or water surfaces

A. Application

The vertical clearances specified in Rule 232B1 apply under the following conductor temperature and loading conditions, whichever produces the largest final sag:

1. 50 °C (120 °F), no wind displacement.
2. The maximum conductor temperature for which the line is designed to operate, if greater than 50 °C (120 °F), with no wind displacement
3. 0 °C (32 °F), no wind displacement, with radial thickness of ice, if any, specified in Table 230-1 for the zone concerned.

EXCEPTION: The conductor temperature and loading condition for trolley and electrified railroad contact conductors shall be 15 °C (60 °F), no wind displacement, final unloaded sag, or initial unloaded sag in cases where these facilities are maintained approximately at initial unloaded sags.

NOTE: The phase and neutral conductors of a supply line are normally considered separately when determining the sag of each due to temperature rise.

B. Clearance of wires, conductors, cables, equipment, and support arms mounted on supporting structures

1. Clearance to wires, conductors, and cables

The vertical clearance of wires, conductors, and cables aboveground in generally accessible places, roadway, rail, or water surfaces, shall be not less than that shown in Table 232-1.

2. Clearance to unguarded rigid live parts of equipment

The vertical clearance above ground, roadway, or water surfaces for unguarded rigid live parts such as potheads, transformer bushings, surge arresters, and short lengths of supply conductors connected thereto, which are not subject to variation in sag, shall be not less than that shown in Table 232-2. For clearances of drip loops of service drops, see Table 232-1.

3. Clearance to support arms, switch handles, and equipment cases The vertical clearance of switch handles, equipment cases, support arms, platforms, and braces that extend beyond the surface of the structure shall be not less than that shown in Table 232-2.

These clearances do not apply to internal structural braces for latticed towers, X-braces between poles, and pole-type push braces.

4. Street and area lighting

a. The vertical clearance of street and area lighting luminaires shall be not less than that shown in Table 232-2. For this purpose, grounded luminaire cases and brackets shall be considered as effectively grounded equipment cases; ungrounded luminaire cases and brackets shall be considered as a rigid live part of the voltage contained.

EXCEPTION: This rule does not apply to post-top mounted luminaires

with grounded or entirely dielectric cases.

b. Insulators, as specified in Rule 279A, should be inserted at least 2.45 m (8 ft) from the ground in metallic suspension ropes or chains supporting lighting units of series circuits.

C. Additional clearances for wires, conductors, cables, and unguarded rigid live parts of equipment Greater clearances than specified by Rule 232B shall be provided where required by Rule 232C1.

1. Voltages exceeding 22 kV

a. For voltages between 22 and 470 kV, the clearance specified in Rule 232B1 (Table 232-1) or Rule 232B2 (Table 232-2) shall be increased at the rate of 10 mm (0.4 in) per kilovolt in excess of 22 kV. For voltages exceeding 470 kV, the clearance shall be determined by the method given in Rule 232D. All clearances for lines over 50 kV shall be based on the maximum operating voltage.

EXCEPTION: For voltages exceeding 98 kV ac to ground or 139 kV dc to ground, clearances less than those required above are permitted for systems with known maximum switching-surge factors (see Rule 232D).

b. For voltages exceeding 50 kV, the additional clearance specified in Rule 232C1a shall be increased 3% for each 300 m (1000 ft) in excess of 1000 m (3300 ft) above mean sea level.

c. For voltages exceeding 98 kV ac to ground, either the clearances shall be increased or the electric field, or the effects thereof, shall be reduced by other means as required to limit the steady-state current due to electrostatic effects to 5 mA rms if the largest anticipated truck, vehicle, or equipment under the line were short-circuited to ground. The size of the anticipated truck, vehicle, or equipment used to determine these

clearances may be less than but need not be greater than that limited by federal, state, or local regulations governing the area under the line. For this determination, the conductors shall be at a final unloaded sag at 50 °C (120 °F).

Table 232-1—

**Vertical clearance of wires, conductors, and cables above ground,
roadway, rail, or water surfaces**

(Voltages are phase to ground for effectively grounded circuits and those other circuits where all ground faults are cleared by promptly de-energizing the faulted section, both initially and following subsequent breaker operations. See the definitions section for voltages of other systems. See Rules 232A, 232B1, 232C1a, and 232D4.)

Nature of surface underneath wires, conductors, or cables	Insulated communication conductors and cable; messengers; overhead shield/surge-protection wires; grounded guys; ungrounded portions of guys meeting Rules 215C4, 215C5, and 279A1 exposed to 0 to 300 V ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾ ; neutral conductors meeting Rule 230E1; supply cables meeting Rule 230C1 (m)	Noninsulated communication conductors; supply cables of 0 to 750 V meeting Rule 230C2 or 230C3 (m)	Supply cables over 750 V meeting Rule 230C2 or 230C3; open supply conductors, 0 to 750 V ⁽¹⁾ ; ungrounded portions of guys meeting Rules 215C4, 215C5, and 279A1 exposed to over 300 V to 750 V ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾ (m)	Open supply conductors, over 750 V to 22 kV; ungrounded portions of guys meeting Rules 215C4, 215C5, and 279A1 exposed to 750 V to 22 kV ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾ (m)	Trolley and electrified railroad contact conductors and associated span or messenger wires ⁽¹⁾	
					0 to 750 V to ground (m)	Over 750 V to 22 kV to ground (m)
Where wires, conductors, or cables cross over or overhang						
1. Track rails of railroads (except electrified railroads using overhead trolley conductors) ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾	7.2	7.3	7.5	8.1	6.7 ⁽¹⁾	6.7 ⁽¹⁾
2. Roads, streets, and other areas subject to truck traffic ⁽¹⁾	4.7	4.9	5.0	5.6	5.5 ⁽¹⁾	6.1 ⁽¹⁾
3. Driveways, parking lots, and alleys ⁽¹⁾	4.7 ⁽¹⁾ ⁽²⁾	4.9 ⁽¹⁾ ⁽²⁾	5.0 ⁽¹⁾	5.6	5.5 ⁽¹⁾	6.1 ⁽¹⁾
4. Other areas traversed by vehicles, such as cultivated, grazing, forest, and orchard lands, industrial sites, commercial sites, etc. ⁽²⁾	4.7	4.9	5.0	5.6	—	—
5. Spaces and ways subject to pedestrians or restricted traffic only ⁽¹⁾	2.9	3.6 ⁽¹⁾	3.8 ⁽¹⁾	4.4	4.9	5.5
6. Water areas not suitable for sailboating or where sailboating is prohibited ⁽¹⁾	4.0	4.4	4.6	5.2	—	—

Table 232-1—(continued)

**Vertical clearance of wires, conductors, and cables above ground,
roadway, rail, or water surfaces**

(Voltages are phase to ground for effectively grounded circuits and those other circuits where all ground faults are cleared by promptly de-energizing the faulted section, both initially and following subsequent breaker operations. See the definitions section for voltages of other systems. See Rules 232A, 232B1, 232C1a, and 232D4.)

Nature of surface underneath wires, conductors, or cables	Insulated communication conductors and cable; messengers; overhead shield/surge-protection wires; grounded guys; ungrounded portions of guys meeting Rules 215C4, 215C5, and 279A1 exposed to 0 to 300 V ^{(1) (2) (3)} ; neutral conductors meeting Rule 230E1; supply cables meeting Rule 230C1 (m)	Noninsulated communication conductors; supply cables of 0 to 750 V meeting Rule 230C2 or 230C3 (m)	Supply cables over 750 V meeting Rule 230C2 or 230C3; open supply conductors, 0 to 750 V ⁽¹⁾ ; ungrounded portions of guys meeting Rules 215C4, 215C5, and 279A1 exposed to over 300 V to 750 V ^{(1) (2) (3)} (m)	Open supply conductors, over 750 V to 22 kV; ungrounded portions of guys meeting Rules 215C4, 215C5, and 279A1 exposed to 750 V to 22 kV ^{(1) (2) (3)} (m)	Trolley and electrified railroad contact conductors and associated span or messenger wires ⁽¹⁾	
					0 to 750 V to ground (m)	Over 750 V to 22 kV to ground (m)
7. Water areas suitable for sailboating including lakes, ponds, reservoirs, tidal waters, rivers, streams, and canals with an unobstructed surface area of ^{(1) (2) (3) (4) (5)}						
a. Less than 0.08 km ²	5.3	5.5	5.6	6.2	—	—
b. Over 0.08 to 0.8 km ²	7.8	7.9	8.1	8.7	—	—
c. Over 0.8 to 8 km ²	9.6	9.8	9.9	10.5	—	—
d. Over 8 km ²	11.4	11.6	11.7	12.3	—	—
8. Established boat ramps and associated rigging areas; areas posted with sign(s) for rigging or launching sail boats	Clearance aboveground shall be 1.5 m greater than in 7 above, for the type of water areas served by the launching sites					
Where wires, conductors, or cables run along and within the limits of highways or other road rights-of-way but do not overhang the roadway						
9. Roads, streets, or alleys	4.7 ⁽²⁾	4.9	5.0	5.6	5.5 ⁽³⁾	6.1 ⁽³⁾
10. Roads where it is unlikely that vehicles will be crossing under the line	4.1 ^{(3) (2)}	4.3 ⁽²⁾	4.4 ⁽²⁾	5.0	5.5 ⁽³⁾	6.1 ⁽³⁾

Table 232-2—

**Vertical clearance of equipment cases, support arms, platforms,
braces and unguarded rigid live parts above ground, roadway, or
water surfaces**

(Voltages are phase to ground for effectively grounded circuits and those other circuits where all ground faults are cleared by promptly de-energizing the faulted section, both initially and following subsequent breaker operations. See the definitions section for voltages of other systems. See Rules 232A, 232B2, 232B3, 232C1a, and 232D4.)

Nature of surface below	Nonmetallic or effectively grounded support arms, switch handles, platforms, braces, and equipment cases (m)	Unguarded rigid live parts of 0 to 750 V and ungrounded cases that contain equipment connected to circuits of not more than 750 V (m)	Unguarded rigid live parts of over 750 V to 22 kV and ungrounded cases that contain equipment connected to circuits of over 750 V to 22 kV (m)
1. Where rigid parts overhang			
a. Roads, streets, and other areas subject to truck traffic ⁽⁴⁾	4.6	4.9	5.5
b. Driveways, parking lots, and alleys	4.6	4.9 ⁽⁶⁾	5.5
c. Other areas traversed by vehicles such as cultivated, grazing, forest, and orchard lands, industrial areas, commercial areas, etc. ⁽³⁾	4.6 ⁽⁷⁾	4.9	5.5
d. Spaces and ways subject to pedestrians or restricted traffic only ⁽⁵⁾	3.4 ⁽⁷⁾	3.6 ⁽¹⁾	4.3
2. Where rigid parts are along and within the limits of highways or other road rights-of-way but do not overhang the roadway			
a. Roads, streets, and alleys	4.6 ⁽⁷⁾	4.9	5.5
b. Roads where it is unlikely that vehicles will be crossing under the line	4.0 ⁽⁷⁾	4.3 ⁽²⁾	4.9
3. Water areas not suitable for sailboating or where sailboating is prohibited ⁽⁸⁾	4.3	4.4	4.6

Table 232-2— (continued)

Vertical clearance of equipment cases, support arms, platforms, braces and unguarded rigid live parts above ground, roadway, or water surfaces

(Voltages are phase to ground for effectively grounded circuits and those other circuits where all ground faults are cleared by promptly de-energizing the faulted section, both initially and following subsequent breaker operations. See the definitions section for voltages of other systems. See Rules 232A, 232B2, 232B3, 232C1a, and 232D4.)

Nature of surface below	Nonmetallic or effectively grounded support arms, switch handles, platforms, braces, and equipment cases (ft)	Unguarded rigid live parts of 0 to 750 V and ungrounded cases that contain equipment connected to circuits of not more than 750 V (ft)	Unguarded rigid live parts of over 750 V to 22 kV and ungrounded cases that contain equipment connected to circuits of over 750 V to 22 kV (ft)
3. Water areas not suitable for sailboating or where sailboating is prohibited ^①	14.0	14.5	15.0

附錄A-3

New York City Street Works Manual

Washington Administrative Code

New York City Department of Transportation-Street Works Manual

Minimum Clearance Requirements for Transformer Vaults

Item	Obstruction Type	Clearance
1	Bench	5 ft
2	Bicycle Rack	5 ft
3	Bus Stop Sign	5 ft
4	Bus Zone	Not Permitted
5	Canopy	3 ft
6	Cellar Door/Hatch Door	Prefer 3 ft along the same line
7	Corner Quadrant	5 ft
8	Curb Cut	3 ft
9	Curb Offset	18 inches (maximum 24 inches) from the grating edge perpendicular to curb
10	Driveways	3ft out of driveway cut
11	All Entrances	3 ft each side
12	Fire Hydrant	5 ft
13	Areaway, Grating, Opening	*Maintain minimum Clear Path requirement (Below)
14	Mailbox	3 ft
15	Newsstands	5 feet offset along the curb line (Not Permitted in front)
16	Parking Meter	3 ft
17	Sign Posts	3 ft
18	Standpipe	3 ft
19	Street Light	3 ft
20	Telephone Booth	5 ft
21	Tree Pit	7 ft (prefer 10 ft)
22	Utility Access Cover	3 ft
23	Utility Pole	3 ft
24	Water Line	3 ft
25	Landscaped Grass Strip	Not Permitted

State of Washington-Washington Administrative Code, WAC

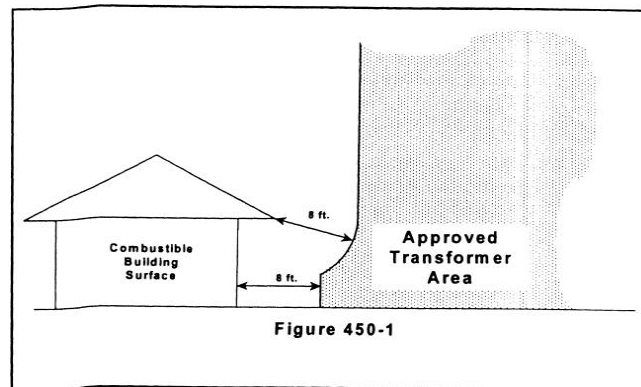
WAC 296-46B-450

Equipment for general use — Transformers and transformer vaults.

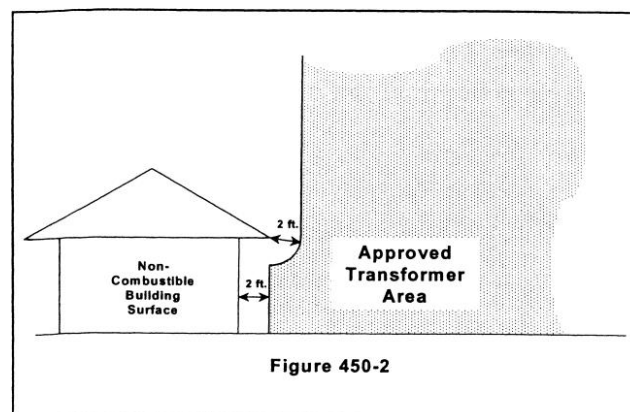
027 Flammable-liquid or oil-filled transformers installed outdoors.

(1) Flammable-liquid or oil-filled transformers installed outdoors must meet the following requirements:

(a) A transformer installed adjacent to a building/structure with any combustible surface may be located only in the shaded "Approved Transformer Area" shown in Figure 450-1; "Approved Transformer Area" shown in Figure 450-1;



(b) A transformer installed adjacent to a building/structure with no combustible surface(s) may be located only in the shaded "Approved Transformer Area" shown in Figure 450-2;



(c) In an area in which a transformer is to be installed next to a nonhabitable structure, the transformer may be no closer than two feet to the building/structure and must be outside a line extended vertically from

the ends of the eaves or rooflines;

(d) A building/structure may have no doors, windows, stairways, or other openings closer than eight feet to the transformer;

(e) The finished grade at the location of the transformer must be such that any oil leaking from the transformer will flow away from the building/structure and will not pool; and

(f) If transformers are installed in areas subject to traffic other than pedestrian traffic, they must be provided with adequate guarding.

(2) Enclosures for total underground flammable-liquid or oil-filled transformers must not be located within eight feet of a doorway, operable window, stairways or fire escape. Adequate space must be maintained above the enclosure so that a boom may be used to lift the transformer from the enclosure.

附錄A-4

PG & E 2012 Green book Manual

Xcel Energy Standard for Electric

Installation and Use

PG & E 2012 Green book Manual

4.4. Service Drop Clearances

NOTE: See the “2012 Service Planning Office Contact Information” at the front of this manual on Page iv for specific contact numbers listed by area.

Applicants can request a PG&E project coordinator (formerly service planner) to specify a location for the service drop attachment. When PG&E selects the location, applicants are assured that the service conductors will maintain the required clearances above thoroughfares and structures, as well as the required clearances away from windows, doors, and building exits. The minimum clearances from the ground, structures, and other objects for overhead service drops are specified in the California Public Utilities Commission’s (CPUC’s) General Order (G.O.) 95, “Rules for Overhead Electric Line Construction.” Figure 4-2 through Figure 4-20 list and illustrate these minimum clearances. Applicants must ensure that the elevation at the point of attachment is high enough to maintain all of the required vertical clearances. Applicants should allow for normal conductor sag when determining these vertical clearances.

G.O. 95 allows the vertical clearance restrictions for service drops to be reduced in certain instances. PG&E’s review and approval is required before any reductions in vertical clearances are allowed. Applicants should contact PG&E as soon as possible in the planning phases of their projects to ensure that any potential problems or exceptions are addressed before construction begins.

The customer, upon request by the Company, shall authorize in writing that the Company may declare and operate the vault and equipment therein as a Company Substation.

(3) In addition to the requirements of the National Electrical Code® , the following general requirements shall be observed:

(a) Access for Company personnel and equipment is required. Such access shall be available to Company personnel at all times.

The customer shall provide a hasp or other suitable means to accommodate the Company's lock.

(b) If access to the vault does not permit the use of Company equipment for removal, relocation, and installation of vault facilities, the customer shall provide the means to remove, relocate, and install the Company's facilities.

(c) The vault shall be suitably illuminated and a convenience outlet shall be provided at the expense of the customer.

The light control switch and convenience outlet shall be located inside the vault and shall be connected to the unmetered bus.

(d) The customer's equipment, fuses, etc. shall not be installed in the vault.

(e) The customer shall provide a Company approved separate ventilation system to the outside air.

The vault's ventilation ducts shall not, under any circumstances, be tied into the building ventilation system.

(f) Vaults shall be provided with a retaining or holding tank system to collect any oil spillage. Any water entering the vault must be drained away from the vault separate from any oil. Provisions shall be made to pump any oil collected in the sump from the vault.

(g) Because of the variety of special problems arising during the construction of building vaults, only the most general specifications

covering their design and arrangements are presented herein.

The Company shall be consulted well in advance of any proposed project.

(h) The Company will not energize any building vault transformer for temporary or permanent service until all vault specifications are met, a final checklist of vault specifications is approved by the assigned Company Area Engineer, and the vault has been turned over to the Company for occupancy.

附錄 B

德國地區相關資料原文

附錄 B-1

Stromversorgungssysteme nach der Art der Erdverbindung

附錄 B-2

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)

附錄 B-3

Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung in Niederdruck (Niederdruckanschlussverordnung - NDAV)

附錄 B-4

Anforderungen an elektrische Betriebsräume

附錄 B-5

Zusätzliche Anforderungen an elektrische Betriebsräume für Transformatoren und Schaltanlagen mit Nennspannungen über 1 kV oder für Transformatoren und Kondensatoren mit PCB

附錄 B-6

German DIN VDE Standards

附錄 B-7

Anforderungen an die Verlegung von Kabeln und Leitungen

附錄 B-8

Richtwerte für Abstände in Luft bei Arbeiten

附錄B-1

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)

Teil 2

Entflechtung

Abschnitt 1

Gemeinsame Vorschriften für Verteilernetzbetreiber und Transportnetzbetreiber

§ 6 Anwendungsbereich und Ziel der Entflechtung

Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen und rechtlich selbstständige Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen, die im Sinne des § 3 Nummer 38 mit einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verbunden sind, sind zur Gewährleistung von Transparenz sowie diskriminierungsfreier Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs verpflichtet. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen sie die Unabhängigkeit der Netzbetreiber von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung nach den §§ 6a bis 10e sicherstellen. Die §§ 9 bis 10e sind nur auf solche Transportnetze anwendbar, die am 3. September 2009 im Eigentum eines vertikal integrierten Unternehmens standen.

(2) Die in engem wirtschaftlichem Zusammenhang mit der rechtlichen und operationellen Entflechtung eines Verteilnetzes, eines Transportnetzes oder eines Betreibers von Speicheranlagen nach § 7 Absatz 1 und §§ 7a bis 10e übertragenen Wirtschaftsgüter gelten als Teilbetrieb im Sinne der §§ 15, 16, 18, 20 und 24 des Umwandlungssteuergesetzes. Satz 1 gilt nur für diejenigen Wirtschaftsgüter, die unmittelbar auf Grund des Organisationsakts der Entflechtung übertragen werden. Für die Anwendung des § 15 Absatz 1 Satz 1 des Umwandlungssteuergesetzes gilt auch das Vermögen als zu einem Teilbetrieb gehörend, das der übertragenden Körperschaft im Rahmen des Organisationsakts der Entflechtung verbleibt. § 15 Absatz 2 und § 22 des Umwandlungssteuergesetzes, § 34 Absatz 7a des Körperschaftsteuergesetzes sowie § 6 Absatz 3 Satz 2 und Absatz 5 Satz 4 bis 6 sowie § 16 Absatz 3 Satz 3 und 4 des Einkommensteuergesetzes sind auf Maßnahmen nach Satz 1 nicht anzuwenden, sofern diese Maßnahme von Transportnetzbetreibern im Sinne des § 3 Nummer 31c oder Betreibern von Speicheranlagen bis zum 3. März 2012 ergriffen worden sind. Satz 4 gilt bezüglich des § 22 des Umwandlungssteuergesetzes und der in § 34 Absatz 7a des Körperschaftsteuergesetzes genannten Fälle nur für solche mit der siebenjährigen Sperrfrist behafteten Anteile, die zu Beginn der rechtlichen oder operationellen Entflechtung bereits bestanden haben und deren Veräußerung unmittelbar auf Grund des Organisationsakts der Entflechtung erforderlich ist. Für den Erwerber der Anteile gilt Satz 4 nicht und dieser tritt bezüglich der im Zeitpunkt der Veräußerung der Anteile noch laufenden Sperrfrist unter *Besitzzeitanrechnung* in die Rechtsstellung des Veräußerers ein. Bei der Prüfung der Frage, ob die Voraussetzungen für die Anwendung der Sätze 1 und 2 vorliegen, leistet die Regulierungsbehörde den Finanzbehörden Amtshilfe (§ 111 der Abgabenordnung).

(3) Erwerbsvorgänge im Sinne des § 1 des Grunderwerbsteuergesetzes, die sich für Verteilernetzbetreiber, Transportnetzbetreiber oder Betreiber von Speicheranlagen aus der rechtlichen oder operationellen Entflechtung nach § 7 Absatz 1 und den §§ 7a bis 10e ergeben, sind von der Grunderwerbsteuer befreit. Absatz 2 Satz 4 und 7 gelten entsprechend.

(4) Die Absätze 2 und 3 gelten nicht für diejenigen Unternehmen, die eine rechtliche Entflechtung auf freiwilliger Grundlage vornehmen.

Fußnote

(+++ § 6 Abs. 2 bis 4: Zur Anwendung vgl. § 118 Abs. 2 +++)

§ 6 Abs. 2 Satz 6 Kursivdruck: Das Wort "Besitzzeitanrechnung" müsste richtig "Besitzzeitanrechnung" lauten

§ 6a Verwendung von Informationen

(1) Unbeschadet gesetzlicher Verpflichtungen zur Offenbarung von Informationen haben vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, Transportnetzeigentümer, Netzbetreiber, Speicheranlagenbetreiber sowie Betreiber von LNG-Anlagen sicherzustellen, dass die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen sie in Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit als Transportnetzeigentümer, Netzbetreiber, Speicheranlagenbetreiber sowie Betreiber von LNG-Anlagen Kenntnis erlangen, gewahrt wird.

(2) Legen das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, Transportnetzeigentümer, Netzbetreiber, ein Speicheranlagenbetreiber oder ein Betreiber von LNG-Anlagen über die eigenen Tätigkeiten Informationen offen, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, so stellen sie sicher, dass dies in nicht diskriminierender Weise erfolgt. Sie stellen insbesondere sicher, dass wirtschaftlich sensible Informationen gegenüber anderen Teilen des Unternehmens vertraulich behandelt werden.

§ 6b Rechnungslegung und Buchführung

(1) Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen im Sinne des § 3 Nummer 38, einschließlich rechtlich selbständiger Unternehmen, die zu einer Gruppe verbundener Elektrizitäts- oder Gasunternehmen gehören und mittelbar oder unmittelbar energiespezifische Dienstleistungen erbringen, und rechtlich selbständige Netzbetreiber sowie Betreiber von Speicheranlagen haben ungeachtet ihrer Eigentumsverhältnisse und ihrer Rechtsform einen Jahresabschluss und Lagebericht nach den für Kapitalgesellschaften geltenden Vorschriften des Ersten, Dritten und Vierten Unterabschnitts des Zweiten Abschnitts des Dritten Buchs des Handelsgesetzbuchs aufzustellen, prüfen zu lassen und offenzulegen; § 264 Absatz 3 und § 264b des Handelsgesetzbuchs sind insoweit nicht anzuwenden. Handelt es sich bei dem Unternehmen nach Satz 1 um eine Personengesellschaft oder das Unternehmen eines Einzelkaufmanns, dürfen das sonstige Vermögen der Gesellschafter oder des Einzelkaufmanns (Privatvermögen) nicht in die Bilanz und die auf das Privatvermögen entfallenden Aufwendungen und Erträge nicht in die Gewinn- und Verlustrechnung aufgenommen werden.

(2) Im Anhang zum Jahresabschluss sind die Geschäfte größeren Umfangs mit verbundenen oder assoziierten Unternehmen im Sinne von § 271 Absatz 2 oder § 311 des Handelsgesetzbuchs gesondert auszuweisen. Hierbei sind insbesondere Leistung und Gegenleistung anzugeben.

(3) Unternehmen nach Absatz 1 Satz 1 haben zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung in ihrer internen Rechnungslegung jeweils getrennte Konten für jede ihrer Tätigkeiten in den nachfolgend aufgeführten Bereichen so zu führen, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeiten von rechtlich selbstständigen Unternehmen ausgeführt würden:

1. Elektrizitätsübertragung;
2. Elektrizitätsverteilung;
3. Gasfermleitung;
4. Gasverteilung;
5. Gasspeicherung;
6. Betrieb von LNG-Anlagen.

Tätigkeit im Sinne dieser Bestimmung ist auch jede wirtschaftliche Nutzung eines Eigentumsrechts an Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetzen, Gasspeichern oder LNG-Anlagen. Für die anderen Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitätssektors und innerhalb des Gassektors sind Konten zu führen, die innerhalb des jeweiligen Sektors zusammengefasst werden können. Für Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors sind ebenfalls eigene Konten zu führen, die zusammengefasst werden können. Soweit eine direkte Zuordnung zu den einzelnen Tätigkeiten nicht möglich ist oder mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden wäre, hat die Zuordnung durch Schlüsselung zu den Konten, die sachgerecht und für Dritte nachvollziehbar sein muss, zu erfolgen. Mit der Erstellung des Jahresabschlusses ist für jeden der genannten Tätigkeitsbereiche jeweils eine den in Absatz 1 Satz 1 genannten Vorschriften entsprechende Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung (Tätigkeitsabschluss) aufzustellen und dem Abschlussprüfer zur Prüfung vorzulegen. Dabei sind in der Rechnungslegung die Regeln, einschließlich der Abschreibungsmethoden, anzugeben, nach denen die Gegenstände des Aktiv- und Passivvermögens sowie die Aufwendungen und Erträge den gemäß Satz 1 bis 4 geführten Konten zugeordnet worden sind.

(4) Die gesetzlichen Vertreter haben den Tätigkeitsabschluss unverzüglich, jedoch spätestens vor Ablauf des zwölften Monats des dem Abschlussstichtag nachfolgenden Geschäftsjahres, gemeinsam mit dem nach Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit § 325 des Handelsgesetzbuchs offenzulegenden Jahresabschluss beim Betreiber des Bundesanzeigers elektronisch einzureichen. Er ist unverzüglich im Bundesanzeiger bekannt machen zu lassen. § 326 des Handelsgesetzbuchs ist insoweit nicht anzuwenden.

(5) Die Prüfung des Jahresabschlusses gemäß Absatz 1 umfasst auch die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach Absatz 3. Dabei ist neben dem Vorhandensein getrennter Konten auch zu prüfen, ob die Wertansätze und die Zuordnung der Konten sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt sind und der Grundsatz der

Stetigkeit beachtet worden ist. Im Bestätigungsvermerk zum Jahresabschluss ist anzugeben, ob die Vorgaben nach Absatz 3 eingehalten worden sind.

(6) Unbeschadet der besonderen Pflichten des Prüfers nach Absatz 5 kann die Regulierungsbehörde zusätzliche Bestimmungen gegenüber dem Unternehmen nach Absatz 1 Satz 1 durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 treffen, die vom Prüfer im Rahmen der Jahresabschlussprüfung über die nach Absatz 1 anwendbaren Prüfungsvoraussetzungen hinaus zu berücksichtigen sind. Sie kann insbesondere zusätzliche Schwerpunkte für die Prüfungen festlegen. Eine solche Festlegung muss spätestens sechs Monate vor dem Bilanzstichtag des jeweiligen Kalenderjahres ergehen.

(7) Der Auftraggeber der Prüfung des Jahresabschlusses hat der Regulierungsbehörde unverzüglich nach Feststellung des Jahresabschlusses eine Ausfertigung des Berichts über die Prüfung des Jahresabschlusses nach § 321 des Handelsgesetzbuchs (Prüfungsbericht) einschließlich erstatteter Teilberichte zu übersenden. Der Prüfungsbericht ist fest mit dem geprüften Jahresabschluss, dem Lagebericht und den erforderlichen Tätigkeitsabschlüssen zu verbinden. Der Bestätigungsvermerk oder der Vermerk über die Versagung sind im Prüfungsbericht wiederzugeben. Der Lagebericht muss auf die Tätigkeiten nach Absatz 3 Satz 1 eingehen. Geschäftsberichte zu den in Absatz 3 Satz 1 und 2 aufgeführten Tätigkeitsbereichen sind von den Unternehmen auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Tätigkeitsabschlüsse zu den Tätigkeitsbereichen, die nicht in Absatz 3 Satz 1 aufgeführt sind, hat die Regulierungsbehörde als Geschäftsgeheimnisse zu behandeln. Prüfberichte von solchen Unternehmen nach Absatz 1 Satz 1, die mittelbar oder unmittelbar energiespezifische Dienstleistungen erbringen, sind der Regulierungsbehörde zu übersenden, die für das regulierte Unternehmen nach § 54 Absatz 1 zuständig ist.

(8) Unternehmen, die nur deshalb als vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen im Sinne des § 3 Nummer 38 einzuordnen sind, weil sie auch Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes sind, und ihre Abschlussprüfer sind von den Verpflichtungen nach den Absätzen 4 und 7 ausgenommen. Die Befugnisse der Regulierungsbehörde insbesondere nach § 110 Absatz 4 bleiben unberührt.

§ 6c Ordnungsgeldvorschriften

(1) Die Ordnungsgeldvorschriften des § 335 des Handelsgesetzbuchs sind auch auf die Verletzung von Pflichten nach § 6b Absatz 1 Satz 1, Absatz 4 des vertretungsberechtigten Organs des Energieversorgungsunternehmens sowie auf das Energieversorgungsunternehmen selbst entsprechend anzuwenden, und zwar auch dann, wenn es sich bei diesem nicht um eine Kapitalgesellschaft oder eine Gesellschaft im Sinne des § 264a des Handelsgesetzbuchs handelt. Offenlegung im Sinne des § 325 Absatz 1 Satz 1 des Handelsgesetzbuchs ist die Einreichung und Bekanntmachung des Jahresabschlusses einschließlich des Tätigkeitsabschlusses gemäß § 6b Absatz 1 Satz 1, Absatz 4 dieses Gesetzes. § 329 des Handelsgesetzbuchs ist entsprechend anzuwenden.

(2) Die nach § 54 Absatz 1 zuständige Regulierungsbehörde übermittelt dem Betreiber des Bundesanzeigers einmal pro Kalenderjahr Name und Anschrift der ihr bekannt werdenden Energieversorgungsunternehmen.

§ 6d Betrieb eines Kombinationsnetzbetreibers

Der gemeinsame Betrieb eines Transport- sowie eines Verteilernetzes durch denselben Netzbetreiber ist zulässig, soweit dieser Netzbetreiber die Bestimmungen der §§ 8 oder 9 oder §§ 10 bis 10e einhält.

Abschnitt 2

Entflechtung von Verteilernetzbetreibern und Betreibern von Speichieranlagen

§ 7 Rechtliche Entflechtung von Verteilernetzbetreibern

(1) Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen haben sicherzustellen, dass Verteilernetzbetreiber, die mit ihnen im Sinne von § 3 Nummer 38 verbunden sind, hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sind.

(2) Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, sind hinsichtlich der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die mit ihnen im Sinne von § 3 Nummer 38 verbunden sind, von den Verpflichtungen nach Absatz 1 ausgenommen. Satz 1 gilt für Gasverteilernetze entsprechend.

§ 7a Operationelle Entflechtung von Verteilernetzbetreibern

(1) Unternehmen nach § 6 Absatz 1 Satz 1 haben die Unabhängigkeit ihrer im Sinne von § 3 Nummer 38 verbundenen Verteilernetzbetreiber hinsichtlich der Organisation, der Entscheidungsgewalt und der Ausübung des Netzgeschäfts nach Maßgabe der folgenden Absätze sicherzustellen.

(2) Für Personen, die für den Verteilernetzbetreiber tätig sind, gelten zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzbetriebs folgende Vorgaben:

1. Personen, die mit Leitungsaufgaben für den Verteilernetzbetreiber betraut sind oder die Befugnis zu Letztentscheidungen besitzen, die für die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzbetriebs wesentlich sind, müssen für die Ausübung dieser Tätigkeiten einer betrieblichen Einrichtung des Verteilernetzbetreibers angehören und dürfen keine Angehörigen von betrieblichen Einrichtungen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sein, die direkt oder indirekt für den laufenden Betrieb in den Bereichen der Gewinnung, Erzeugung oder des Vertriebs von Energie an Kunden zuständig sind.
2. Personen, die in anderen Teilen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sonstige Tätigkeiten des Netzbetriebs ausüben, sind insoweit den fachlichen Weisungen der Leitung des Verteilernetzbetreibers zu unterstellen.

(3) Unternehmen nach § 6 Absatz 1 Satz 1 haben geeignete Maßnahmen zu treffen, um die berufliche Handlungsunabhängigkeit der Personen zu gewährleisten, die mit Leitungsaufgaben des Verteilernetzbetreibers betraut sind.

(4) Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen haben zu gewährleisten, dass die Verteilernetzbetreiber tatsächliche Entscheidungsbefugnisse in Bezug auf die für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Netzes erforderlichen Vermögenswerte des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens besitzen und diese im Rahmen der Bestimmungen dieses Gesetzes unabhängig von der Leitung und den anderen betrieblichen Einrichtungen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ausüben können. Das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen hat sicherzustellen, dass der Verteilernetzbetreiber über die erforderliche Ausstattung in materieller, personeller, technischer und finanzieller Hinsicht verfügt, um tatsächliche Entscheidungsbefugnisse nach Satz 1 effektiv ausüben zu können. Zur Wahrnehmung der wirtschaftlichen Befugnisse der Leitung des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens und seiner Aufsichtsrechte über die Geschäftsführung des Verteilernetzbetreibers im Hinblick auf dessen Rentabilität ist die Nutzung gesellschaftsrechtlicher Instrumente der Einflussnahme und Kontrolle, unter anderem der Weisung, der Festlegung allgemeiner Verschuldungsobergrenzen und der Genehmigung jährlicher Finanzpläne oder gleichwertiger Instrumente, insoweit zulässig, als dies zur Wahrnehmung der berechtigten Interessen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens erforderlich ist. Dabei ist die Einhaltung der §§ 11 bis 16a sicherzustellen. Weisungen zum laufenden Netzbetrieb sind nicht erlaubt; ebenfalls unzulässig sind Entscheidungen im Hinblick auf einzelne Entscheidungen zu baulichen Maßnahmen an Energieanlagen, solange sich diese Entscheidungen im Rahmen eines vom vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen genehmigten Finanzplans oder gleichwertigen Instruments halten.

(5) Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen sind verpflichtet, für die mit Tätigkeiten des Netzbetriebs befassten Mitarbeiter ein Programm mit verbindlichen Maßnahmen zur diskriminierungsfreien Ausübung des Netzgeschäfts (Gleichbehandlungsprogramm) festzulegen, den Mitarbeitern dieses Unternehmens und der Regulierungsbehörde bekannt zu machen und dessen Einhaltung durch eine natürliche oder juristische Person (Gleichbehandlungsbeauftragte) zu überwachen. Pflichten der Mitarbeiter und mögliche Sanktionen sind festzulegen. Der Gleichbehandlungsbeauftragte legt der Regulierungsbehörde jährlich spätestens zum 31. März einen Bericht über die nach Satz 1 getroffenen Maßnahmen des vergangenen Kalenderjahres vor und veröffentlicht ihn in nicht personenbezogener Form. Der Gleichbehandlungsbeauftragte des Verteilernetzbetreibers ist in seiner Aufgabenwahrnehmung vollkommen unabhängig. Er hat Zugang zu allen Informationen, über die der Verteilernetzbetreiber und etwaige verbundene Unternehmen verfügen, soweit dies zu Erfüllung seiner Aufgaben erforderlich ist.

(6) Verteilernetzbetreiber, die Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sind, haben in ihrem Kommunikationsverhalten und ihrer Markenpolitik zu gewährleisten, dass eine Verwechslung zwischen Verteilernetzbetreiber und den Vertriebsaktivitäten des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ausgeschlossen ist.

(7) Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, sind hinsichtlich der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die mit ihnen im Sinne von § 3 Nummer 38 verbunden sind, von den Verpflichtungen nach Absatz 1 bis 6 ausgenommen. Satz 1 gilt entsprechend für Gasverteilernetze.

§ 7b Entflechtung von Speichereinrichtungenbetreibern und Transportnetzeigentümern

Auf Transportnetzeigentümer, soweit ein Unabhängiger Systembetreiber im Sinne des § 9 benannt wurde, und auf Betreiber von Speichereinrichtungen, die Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sind und zu denen der Zugang technisch und wirtschaftlich erforderlich ist für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung von Kunden, sind § 7 Absatz 1 und § 7a Absatz 1 bis 5 entsprechend anwendbar.

§ 10 Unabhängiger Transportnetzbetreiber

(1) Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen können einen Unabhängigen Transportnetzbetreiber nach Maßgabe dieser Bestimmung sowie der §§ 10a bis 10e einrichten, wenn das Transportnetz am 3. September 2009 im Eigentum eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens stand. Der Unabhängige Transportnetzbetreiber hat neben den Aufgaben nach Teil 3 Abschnitt 1 bis 3 mindestens für folgende Bereiche verantwortlich zu sein:

1. die Vertretung des Unabhängigen Transportnetzbetreibers gegenüber Dritten und der Regulierungsbehörde,
2. die Vertretung des Unabhängigen Transportnetzbetreibers innerhalb des Europäischen Verbunds der Übertragungs- oder Fernleitungsnetzbetreiber,
3. die Erhebung aller transportnetzbezogenen Entgelte, einschließlich der Netzentgelte, sowie gegebenenfalls anfallender Entgelte für Hilfsdienste, insbesondere für Gasaufbereitung und die Beschaffung oder Bereitstellung von Ausgleichs- oder Verlustenergie,
4. die Einrichtung und den Unterhalt solcher Einrichtungen, die üblicherweise für mehrere Teile des vertikal integrierten Unternehmens tätig wären, insbesondere eine eigene Rechtsabteilung und eigene Buchhaltung sowie die Betreuung der beim Unabhängigen Transportnetzbetreiber vorhandenen Informationstechnologie-Infrastruktur,
5. die Gründung von geeigneten Gemeinschaftsunternehmen, auch mit anderen Transportnetzbetreibern, mit Energiebörsen und anderen relevanten Akteuren, mit dem Ziel die Entwicklung von regionalen Strom- oder Gasmärkten zu fördern, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten oder den Prozess der Liberalisierung der Energiemärkte zu erleichtern.

(2) Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen haben die Unabhängigkeit ihrer im Sinne von § 3 Nummer 38 verbundenen Unabhängigen Transportnetzbetreiber hinsichtlich der Organisation, der Entscheidungsgewalt und der Ausübung des Transportnetzgeschäfts nach Maßgabe der §§ 10a bis 10e zu gewährleisten. Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen haben den Unabhängigen Transportnetzbetreiber in einer der nach Artikel 1 der Richtlinie 2009/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. September 2009 zur Koordinierung der Schutzbestimmungen, die in den Mitgliedstaaten Gesellschaften im Sinne des Artikels 48 Absatz 2 des Vertrags im Interesse der Gesellschafter sowie Dritter vorgeschrieben sind, um diese Bestimmungen gleichwertig zu gestalten (ABl. L 258 vom 1.10.2009, S. 11) zulässigen Rechtsformen zu organisieren.

§ 10a Vermögenswerte, Anlagen, Personalausstattung, Unternehmensidentität des Unabhängigen Transportnetzbetreibers

(1) Unabhängige Transportnetzbetreiber müssen über die finanziellen, technischen, materiellen und personellen Mittel verfügen, die zur Erfüllung der Pflichten aus diesem Gesetz und für den Transportnetzbetrieb erforderlich sind. Unabhängige Transportnetzbetreiber haben, unmittelbar oder vermittelt durch Beteiligungen, Eigentümer an allen für den Transportnetzbetrieb erforderlichen Vermögenswerten, einschließlich des Transportnetzes, zu sein.

(2) Personal, das für den Betrieb des Transportnetzes erforderlich ist, darf nicht in anderen Gesellschaften des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens oder deren Tochtergesellschaften angestellt sein. Arbeitnehmerüberlassungen des Unabhängigen Transportnetzbetreibers an das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen sowie des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens an den Unabhängigen Transportnetzbetreiber sind unzulässig.

(3) Das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen oder eines seiner Tochterunternehmen hat die Erbringung von Dienstleistungen durch eigene oder in seinem Auftrag handelnde Personen für den Unabhängigen Transportnetzbetreiber zu unterlassen. Die Erbringung von Dienstleistungen für das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen durch den Unabhängigen Transportnetzbetreiber ist nur zulässig, soweit

1. die Dienstleistungen grundsätzlich für alle Nutzer des Transportnetzes diskriminierungsfrei zugänglich sind und der Wettbewerb in den Bereichen Erzeugung, Gewinnung und Lieferung weder eingeschränkt, verzerrt oder unterbunden wird;
2. die vertraglichen Bedingungen für die Erbringung der Dienstleistung durch den Unabhängigen Transportnetzbetreiber für das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen der Regulierungsbehörde vorgelegt und von dieser geprüft wurden und
3. die Dienstleistungen weder die Abrechnung erbrachter Dienstleistungen gegenüber dem Kunden für das vertikal integrierte Unternehmen im Bereich der Funktionen Erzeugung, Gewinnung, Verteilung, Lieferung von Elektrizität oder Erdgas oder Speicherung von Erdgas noch andere Dienstleistungen umfasst, deren Wahrnehmung durch den Unabhängigen Transportnetzbetreiber geeignet ist, Wettbewerber des vertikal integrierten Unternehmens zu diskriminieren.

Die Befugnisse der Regulierungsbehörde nach § 65 bleiben unberührt.

(4) Der Unabhängige Transportnetzbetreiber hat sicherzustellen, dass hinsichtlich seiner Firma, seiner Kommunikation mit Dritten sowie seiner Markenpolitik und Geschäftsräume eine Verwechslung mit dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen oder einem seiner Tochterunternehmen ausgeschlossen ist.

(5) Unabhängige Transportnetzbetreiber müssen die gemeinsame Nutzung von Anwendungssystemen der Informationstechnologie mit dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen unterlassen, soweit diese Anwendungen der Informationstechnologie auf die unternehmerischen Besonderheiten des Unabhängigen Transportnetzbetreibers oder des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens angepasst wurden. Unabhängige Transportnetzbetreiber haben die gemeinsame Nutzung von Infrastruktur der Informationstechnologie mit anderen Teilen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens zu unterlassen, es sei denn, die Infrastruktur

1. befindet sich außerhalb der Geschäftsräume des Unabhängigen Transportnetzbetreibers und des vertikal integrierten Unternehmens und
2. wird von Dritten zur Verfügung gestellt und betrieben.

Unabhängige Transportnetzbetreiber und vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen haben sicherzustellen, dass sie in Bezug auf Anwendungssysteme der Informationstechnologie und Infrastruktur der Informationstechnologie, die sich in Geschäfts- oder Büroräumen des Unabhängigen Transportnetzbetreibers oder des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens befindet, nicht mit denselben Beratern oder externen Auftragnehmern zusammenarbeiten.

(6) Unabhängiger Transportnetzbetreiber und andere Teile des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens haben die gemeinsame Nutzung von Büro- und Geschäftsräumen, einschließlich der gemeinsamen Nutzung von Zugangskontrollsystemen, zu unterlassen.

(7) Der Unabhängige Transportnetzbetreiber hat die Rechnungslegung von anderen *Abschlussprüfern* als denen prüfen zu lassen, die die Rechnungsprüfung beim vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen oder einem seiner Teile durchführen. Der Abschlussprüfer des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens kann Einsicht in Teile der Bücher des Unabhängigen Transportnetzbetreibers nehmen, soweit dies zur Erteilung des Konzernbestätigungsvermerks im Rahmen der Vollkonsolidierung des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens erforderlich ist. Der Abschlussprüfer ist verpflichtet, aus der Einsicht in die Bücher des Unabhängigen Transportnetzbetreibers gewonnene Erkenntnisse und wirtschaftlich sensible Informationen vertraulich zu behandeln und sie insbesondere nicht dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen mitzuteilen.

Fußnote

§ 10a Abs. 7 Satz 1 Kursivdruck: Das Wort "Abschlussprüfer" müsste richtig "Abschlussprüfern" lauten

§ 10b Rechte und Pflichten im vertikal integrierten Unternehmen

(1) Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen müssen gewährleisten, dass Unabhängige Transportnetzbetreiber wirksame Entscheidungsbefugnisse in Bezug auf die für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Netzes erforderlichen Vermögenswerte des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens besitzen und diese im Rahmen der Bestimmungen dieses Gesetzes unabhängig von der Leitung und den anderen betrieblichen Einrichtungen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ausüben können. Unabhängige Transportnetzbetreiber müssen insbesondere die Befugnis haben, sich zusätzliche Finanzmittel auf dem Kapitalmarkt durch Aufnahme von Darlehen oder durch eine Kapitalerhöhung zu beschaffen. Satz 1 und 2 gelten unbeschadet der Entscheidungen des Aufsichtsrates nach § 10d.

(2) Struktur und Satzung des Unabhängigen Transportnetzbetreibers haben die Unabhängigkeit des Transportnetzbetreibers vom vertikal integrierten Unternehmen im Sinne der §§ 10 bis 10e sicherzustellen. Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen haben jegliche unmittelbare oder mittelbare Einflussnahme auf das laufende Geschäft des Unabhängigen Transportnetzbetreibers oder den Netzbetrieb zu unterlassen; sie unterlassen ebenfalls jede unmittelbare oder mittelbare Einflussnahme auf notwendige Tätigkeiten zur Erstellung des zehnjährigen Netzentwicklungsplans nach den §§ 12a bis 12f oder § 15a durch den Unabhängigen Transportnetzbetreiber.

(3) Tochterunternehmen des vertikal integrierten Unternehmens, die die Funktionen Erzeugung, Gewinnung oder Vertrieb von Energie an Kunden wahrnehmen, dürfen weder direkt noch indirekt Anteile am

Transportnetzbetreiber halten. Der Transportnetzbetreiber darf weder direkt oder indirekt Anteile an Tochterunternehmen des vertikal integrierten Unternehmens, die die Funktionen Erzeugung, Gewinnung oder Vertrieb von Energie an Kunden wahrnehmen, halten noch Dividenden oder andere finanzielle Zuwendungen von diesen Tochterunternehmen erhalten.

(4) Der Unabhängige Transportnetzbetreiber hat zu gewährleisten, dass er jederzeit über die notwendigen Mittel für die Errichtung, den Betrieb und den Erhalt eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Transportnetzes verfügt.

(5) Das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen und der Unabhängige Transportnetzbetreiber haben bei zwischen ihnen bestehenden kommerziellen und finanziellen Beziehungen, einschließlich der Gewährung von Krediten an das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen durch den Unabhängigen Transportnetzbetreiber, marktübliche Bedingungen einzuhalten. Der Transportnetzbetreiber hat alle kommerziellen oder finanziellen Vereinbarungen mit dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen der Regulierungsbehörde in der Zertifizierung zur Genehmigung vorzulegen. Die Befugnisse der Behörde zur Überprüfung der Pflichten aus Teil 3 Abschnitt 3 bleiben unberührt. Der Unabhängige Transportnetzbetreiber hat diese kommerziellen und finanziellen Beziehungen mit dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen umfassend zu dokumentieren und die Dokumentation der Regulierungsbehörde auf Verlangen zur Verfügung zu stellen.

(6) Die organschaftliche Haftung der Mitglieder von Organen des vertikal integrierten Unternehmens für Vorgänge in Bereichen, auf die diese Mitglieder nach diesem Gesetz keinen Einfluss ausüben durften und tatsächlich keinen Einfluss ausgeübt haben, ist ausgeschlossen.

§ 10c Unabhängigkeit des Personals und der Unternehmensleitung des Unabhängigen Transportnetzbetreibers

(1) Der Unabhängige Transportnetzbetreiber hat der Regulierungsbehörde die Namen der Personen, die vom Aufsichtsrat als oberste Unternehmensleitung des Transportnetzbetreibers ernannt oder bestätigt werden, sowie die Regelungen hinsichtlich der Funktion, für die diese Personen vorgesehen sind, die Laufzeit der Verträge mit diesen Personen, die jeweiligen Vertragsbedingungen sowie eine eventuelle Beendigung der Verträge mit diesen Personen unverzüglich mitzuteilen. Im Falle einer Vertragsbeendigung hat der Unabhängige Transportnetzbetreiber der Regulierungsbehörde die Gründe, aus denen die Vertragsbeendigung vorgesehen ist, vor der Entscheidung mitzuteilen. Entscheidungen und Regelungen nach Satz 1 werden erst verbindlich, wenn die Regulierungsbehörde innerhalb von drei Wochen nach Zugang der Mitteilung des Unabhängigen Transportnetzbetreibers keine Einwände gegen die Entscheidung erhebt. Die Regulierungsbehörde kann ihre Einwände gegen die Entscheidung nur darauf stützen, dass Zweifel bestehen an:

1. der beruflichen Unabhängigkeit einer ernannten Person der obersten Unternehmensleitung oder
2. der Berechtigung einer vorzeitigen Vertragsbeendigung.

(2) Die Mehrheit der Angehörigen der Unternehmensleitung des Transportnetzbetreibers darf in den letzten drei Jahren vor einer Ernennung nicht bei einem Unternehmen des vertikal integrierten Unternehmens, das im Elektrizitätsbereich eine der Funktionen Erzeugung, Verteilung, Lieferung oder Kauf von Elektrizität und im Erdgasbereich eine der Funktionen Gewinnung, Verteilung, Lieferung, Kauf oder Speicherung von Erdgas wahrnimmt oder kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen erfüllt, oder einem Mehrheitsanteilseigner dieser Unternehmen angestellt gewesen sein oder Interessen- oder Geschäftsbeziehungen zu einem dieser Unternehmen unterhalten haben. Die verbleibenden Angehörigen der Unternehmensleitung des Unabhängigen Transportnetzbetreibers dürfen in den letzten sechs Monaten vor einer Ernennung keine Aufgaben der Unternehmensleitung oder mit der Aufgabe beim Unabhängigen Transportnetzbetreiber vergleichbaren Aufgabe bei einem Unternehmen des vertikal integrierten Unternehmens, das im Elektrizitätsbereich eine der Funktionen Erzeugung, Verteilung, Lieferung oder Kauf von Elektrizität und im Erdgasbereich eine der Funktionen Gewinnung, Verteilung, Lieferung, Kauf oder Speicherung von Erdgas wahrnimmt oder kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen erfüllt, oder einem Mehrheitsanteilseigner dieser Unternehmen wahrgenommen haben. Die Sätze 1 und 2 finden auf Ernennungen, die vor dem 3. März 2012 wirksam geworden sind, keine Anwendung.

(3) Der Unabhängige Transportnetzbetreiber hat sicherzustellen, dass seine Unternehmensleitung und seine Beschäftigten weder beim vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen oder einem seiner Teile, außer dem Unabhängigen Transportnetzbetreiber, angestellt sind noch Interessen- oder Geschäftsbeziehungen zum

vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen oder einem dieser Teile unterhalten. Satz 1 umfasst nicht die zu marktüblichen Bedingungen erfolgende Belieferung von Energie für den privaten Verbrauch.

(4) Der Unabhängige Transportnetzbetreiber und das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen haben zu gewährleisten, dass Personen der Unternehmensleitung und die übrigen Beschäftigten des Unabhängigen Transportnetzbetreibers nach dem 3. März 2012 keine Anteile des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens oder eines seiner Unternehmensteile erwerben, es sei denn, es handelt sich um Anteile des Unabhängigen Transportnetzbetreibers. Personen der Unternehmensleitung haben Anteile des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens oder eines seiner Unternehmensteile, die vor dem 3. März 2012 erworben wurden, bis zum 31. März 2016 zu veräußern. Der Unabhängige Transportnetzbetreiber hat zu gewährleisten, dass die Vergütung von Personen, die der Unternehmensleitung angehören, nicht vom wirtschaftlichen Erfolg, insbesondere dem Betriebsergebnis, des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens oder eines seiner Tochterunternehmen, mit Ausnahme des Unabhängigen Transportnetzbetreibers, abhängig ist.

(5) Personen der Unternehmensleitung des Unabhängigen Transportnetzbetreibers dürfen nach Beendigung des Vertragsverhältnisses zum Unabhängigen Transportnetzbetreiber für vier Jahre nicht bei anderen Unternehmen des vertikal integrierten Unternehmens, die im Elektrizitätsbereich eine der Funktionen Erzeugung, Verteilung, Lieferung oder Kauf von Elektrizität und im Erdgasbereich eine der Funktionen Gewinnung, Verteilung, Lieferung, Kauf oder Speicherung von Erdgas wahrnehmen oder kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen erfüllen, oder bei Mehrheitsanteilseignern dieser Unternehmen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens angestellt sein oder Interessens- oder Geschäftsbeziehungen zu diesen Unternehmen oder deren Mehrheitsanteilseignern unterhalten, es sei denn, das Vertragsverhältnis zum Unabhängigen Transportnetzbetreiber wurde vor dem 3. März 2012 beendet.

(6) Absatz 2 Satz 1 sowie Absatz 3 und 5 gelten für Personen, die der obersten Unternehmensleitung unmittelbar unterstellt und für Betrieb, Wartung oder Entwicklung des Netzes verantwortlich sind, entsprechend.

§ 10d Aufsichtsrat des Unabhängigen Transportnetzbetreibers

(1) Der Unabhängige Transportnetzbetreiber hat über einen Aufsichtsrat nach Abschnitt 2 des Teils 4 des Aktiengesetzes zu verfügen.

(2) Entscheidungen, die Ernennungen, Bestätigungen, Beschäftigungsbedingungen für Personen der Unternehmensleitung des Unabhängigen Transportnetzbetreibers, einschließlich Vergütung und Vertragsbeendigung, betreffen, werden vom Aufsichtsrat getroffen. Der Aufsichtsrat entscheidet, abweichend von § 119 des Aktiengesetzes, auch über die Genehmigung der jährlichen und langfristigen Finanzpläne des Unabhängigen Transportnetzbetreibers, über die Höhe der Verschuldung des Unabhängigen Transportnetzbetreibers sowie die Höhe der an die Anteilseigner des Unabhängigen Transportnetzbetreibers auszuschüttenden Dividenden. Entscheidungen, die die laufenden Geschäfte des Transportnetzbetreibers, insbesondere den Netzbetrieb sowie die Aufstellung des zehnjährigen Netzentwicklungsplans nach den §§ 12a bis 12f oder nach § 15a betreffen, sind ausschließlich von der Unternehmensleitung des Unabhängigen Transportnetzbetreibers zu treffen.

(3) § 10c Absatz 1 bis 5 gilt für die Hälfte der Mitglieder des Aufsichtsrats des Unabhängigen Transportnetzbetreibers abzüglich einem Mitglied entsprechend. § 10c Absatz 1 Satz 1 und 2 sowie Satz 4 Nummer 2 gilt für die übrigen Mitglieder des Aufsichtsrates des Unabhängigen Transportnetzbetreibers entsprechend.

§ 10e Gleichbehandlungsprogramm und Gleichbehandlungsbeauftragter des Unabhängigen Transportnetzbetreibers

(1) Unabhängige Transportnetzbetreiber haben ein Programm mit verbindlichen Maßnahmen zur diskriminierungsfreien Ausübung des Betriebs des Transportnetzes festzulegen (Gleichbehandlungsprogramm), den Mitarbeitern bekannt zu machen und der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen. Im Programm sind Pflichten der Mitarbeiter und mögliche Sanktionen festzulegen.

(2) Unbeschadet der Befugnisse der Regulierungsbehörde wird die Einhaltung des Programms fortlaufend durch eine natürliche oder juristische Person (Gleichbehandlungsbeauftragter des Unabhängigen Transportnetzbetreibers) überwacht. Der Gleichbehandlungsbeauftragte des Unabhängigen Transportnetzbetreibers wird vom nach § 10d gebildeten Aufsichtsrat des unabhängigen Transportnetzbetreibers

ernannt. § 10c Absatz 1 bis 5 gilt für den Gleichbehandlungsbeauftragten des Unabhängigen Transportnetzbetreibers entsprechend, § 10c Absatz 2 Satz 1 und 2 gilt nicht entsprechend, wenn der Unabhängige Transportnetzbetreiber eine natürliche Person zum Gleichbehandlungsbeauftragten des Unabhängigen Transportnetzbetreibers bestellt hat. Der Gleichbehandlungsbeauftragte des Unabhängigen Transportnetzbetreibers ist der Leitung des Unabhängigen Transportnetzbetreibers unmittelbar zu unterstellen und in dieser Funktion weisungsfrei. Er darf wegen der Erfüllung seiner Aufgaben nicht benachteiligt werden. Der Unabhängige Transportnetzbetreiber hat dem Gleichbehandlungsbeauftragten des Unabhängigen Transportnetzbetreibers die zur Erfüllung seiner Aufgaben notwendigen Mittel zur Verfügung zu stellen. Der Gleichbehandlungsbeauftragte des Unabhängigen Transportnetzbetreibers kann vom Unabhängigen Transportnetzbetreiber Zugang zu allen für die Erfüllung seiner Aufgaben erforderlichen Daten sowie, ohne Vorankündigung, zu den Geschäftsräumen des Unabhängigen Transportnetzbetreibers verlangen; der Unabhängige Transportnetzbetreiber hat diesem Verlangen des Gleichbehandlungsbeauftragten des Unabhängigen Transportnetzbetreibers zu entsprechen.

(3) Der Aufsichtsrat des Unabhängigen Transportnetzbetreibers hat die Ernennung des Gleichbehandlungsbeauftragten des Unabhängigen Transportnetzbetreibers der Regulierungsbehörde unverzüglich mitzuteilen. Die Ernennung nach Absatz 2 Satz 2 wird erst nach Zustimmung der Regulierungsbehörde wirksam. Die Zustimmung zur Ernennung ist von der Regulierungsbehörde, außer im Falle fehlender Unabhängigkeit oder fehlender fachlicher Eignung der vom Unabhängigen Transportnetzbetreiber zur Ernennung vorgeschlagenen Person, zu erteilen. Die Auftragsbedingungen oder Beschäftigungsbedingungen des Gleichbehandlungsbeauftragten des Unabhängigen Transportnetzbetreibers, einschließlich der Dauer seiner Bestellung, sind von der Regulierungsbehörde zu genehmigen.

(4) Der Gleichbehandlungsbeauftragte des Unabhängigen Transportnetzbetreibers hat der Regulierungsbehörde regelmäßig Bericht zu erstatten. Er erstellt einmal jährlich einen Bericht, in dem die Maßnahmen zur Durchführung des Gleichbehandlungsprogramms dargelegt werden, und legt ihn der Regulierungsbehörde spätestens zum 30. September eines Jahres vor. Er unterrichtet die Regulierungsbehörde fortlaufend über erhebliche Verstöße bei der Durchführung des Gleichbehandlungsprogramms sowie über die finanziellen und kommerziellen Beziehungen, insbesondere deren Änderungen, zwischen dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen und dem Unabhängigen Transportnetzbetreiber. Er berichtet dem Aufsichtsrat des Unabhängigen Transportnetzbetreibers und gibt der obersten Unternehmensleitung Empfehlungen zum Gleichbehandlungsprogramm und seiner Durchführung.

(5) Der Gleichbehandlungsbeauftragte des Unabhängigen Transportnetzbetreibers hat der Regulierungsbehörde alle Entscheidungen zum Investitionsplan oder zu Einzelinvestitionen im Transportnetz spätestens dann zu übermitteln, wenn die Unternehmensleitung des Transportnetzbetreibers diese Entscheidungen dem Aufsichtsrat zuleitet. Der Gleichbehandlungsbeauftragte des Unabhängigen Transportnetzbetreibers hat die Regulierungsbehörde unverzüglich zu informieren, wenn das vertikal integrierte Unternehmen in der Gesellschafter- oder Hauptversammlung des Transportnetzbetreibers durch das Abstimmungsverhalten der von ihm ernannten Mitglieder einen Beschluss herbeigeführt oder die Annahme eines Beschlusses verhindert und auf Grund dessen Netzinvestitionen, die nach dem zehnjährigen Netzentwicklungsplan in den folgenden drei Jahren durchgeführt werden sollten, verhindert oder hinausgezögert werden.

(6) Der Gleichbehandlungsbeauftragte des Unabhängigen Transportnetzbetreibers ist berechtigt, an allen Sitzungen der Unternehmensleitung, des Aufsichtsrats oder der Gesellschafter- oder Hauptversammlung teilzunehmen. In den Sitzungen des Aufsichtsrats ist dem Gleichbehandlungsbeauftragten des Unabhängigen Transportnetzbetreibers ein eigenes Rederecht einzuräumen. Der Gleichbehandlungsbeauftragte des Unabhängigen Transportnetzbetreibers hat an allen Sitzungen des Aufsichtsrates teilzunehmen, die folgende Fragen behandeln:

1. Netzzugangsbedingungen nach Maßgabe der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15) und der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 36), insbesondere soweit die Beratungen Fragen zu Netzentgelten, Leistungen im Zusammenhang mit dem Zugang Dritter, der Kapazitätsvergabe und dem Engpassmanagement, Transparenz, Ausgleich von Energieverlusten und Sekundärmärkte betreffen,
2. Vorhaben für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Transportnetzes, insbesondere hinsichtlich der notwendigen Investitionen für den Netzanschluss und Netzverbund, in neue Transportverbindungen, für die Kapazitätsausweitung und die Verstärkung vorhandener Kapazitäten oder
3. den Verkauf oder Erwerb von Energie, die für den Betrieb des Transportnetzes erforderlich ist.

(7) Nach vorheriger Zustimmung der Regulierungsbehörde kann der Aufsichtsrat den Gleichbehandlungsbeauftragten des Unabhängigen Transportnetzbetreibers abberufen. Die Abberufung hat aus Gründen mangelnder Unabhängigkeit oder mangelnder fachlicher Eignung auf Verlangen der Regulierungsbehörde zu erfolgen.

§ 14 Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen

(1) Die §§ 12 und 13 gelten für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind. § 13 Abs. 7 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nur auf Anforderung der Regulierungsbehörde die Schwachstellenanalyse zu erstellen und über das Ergebnis zu berichten haben.

(1a) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben auf Verlangen der Regulierungsbehörde innerhalb von zwei Monaten einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und ihr diesen vorzulegen. Der Bericht zur Netzausbauplanung hat auch konkrete Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes und den geplanten Beginn und das geplante Ende der Maßnahmen zu enthalten. Auf Verlangen der Regulierungsbehörde ist ihr innerhalb von zwei Monaten ein Bericht entsprechend den Sätzen 1 und 2 auch über bestimmte Teile des Elektrizitätsverteilernetzes vorzulegen. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen einschließlich vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 10 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, sind von den Verpflichtungen der Sätze 1 bis 3 ausgenommen. Die Regulierungsbehörde kann durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 zum Inhalt des Berichts nähere Bestimmungen treffen.

(1b) Betreiber von Hochspannungsnetzen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt haben jährlich den Netzzustand ihres Netzes und die Auswirkungen des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen insbesondere zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien auf ihr Netz in einem Bericht darzustellen und der zuständigen Regulierungsbehörde zur Prüfung vorzulegen. Der Bericht wird nach den Vorgaben erstellt, die die Regulierungsbehörde im Verfahren nach § 29 Absatz 1 zu Inhalt und Format festlegen kann. Kommt die Regulierungsbehörde zu dem Ergebnis, dass in dem Netz wesentlicher Bedarf zum Ausbau des Netzes in den

nächsten zehn Jahren zu erwarten ist, haben die Netzbetreiber Netzentwicklungspläne zu erstellen und der Regulierungsbehörde innerhalb einer von ihr zu bestimmenden Frist vorzulegen. Die Anforderungen von den §§ 12a bis 12d sowie § 12f gelten entsprechend.

(1c) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, Maßnahmen des Betreibers von Übertragungsnetzen oder Maßnahmen eines nach Absatz 1 Satz 1 verantwortlichen Betreibers von Elektrizitätsverteilernetzen, in dessen Netz sie unmittelbar oder mittelbar technisch eingebunden sind, nach dessen Vorgaben und den dadurch begründeten Vorgaben eines vorgelagerten Betreibers von Elektrizitätsverteilernetzen durch eigene Maßnahmen zu unterstützen, soweit diese erforderlich sind, um Gefährdungen und Störungen in den Elektrizitätsversorgungsnetzen mit geringstmöglichen Eingriffen in die Versorgung zu vermeiden; dabei gelten die §§ 12 und 13 entsprechend.

(2) Bei der Planung des Verteilernetzausbaus haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates allgemeine Grundsätze für die Berücksichtigung der in Satz 1 genannten Belange bei Planungen festzulegen.

§ 14a Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung

Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird. Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. Die Steuerung muss für die in Satz 1 genannten Letztverbraucher und Lieferanten zumutbar sein und kann direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen; Näheres regelt eine Rechtsverordnung nach § 21i Absatz 1 Nummer 9.

§ 14b Steuerung von vertraglichen Abschaltvereinbarungen, Verordnungsermächtigung

Soweit und solange es der Vermeidung von Engpässen im vorgelagerten Netz dient, können Betreiber von Gasverteilernetzen an Ausspeisepunkten von Letztverbrauchern, mit denen eine vertragliche Abschaltvereinbarung zum Zweck der Netzentlastung vereinbart ist, ein reduziertes Netzentgelt berechnen. Das reduzierte Netzentgelt muss die Wahrscheinlichkeit der Abschaltung angemessen widerspiegeln. Die Betreiber von Gasverteilernetzen haben sicherzustellen, dass die Möglichkeit von Abschaltvereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher allen Letztverbrauchern diskriminierungsfrei angeboten wird. Die grundsätzliche Pflicht der Betreiber von Gasverteilernetzen, vorrangig nicht unterbrechbare Verträge anzubieten und hierfür feste Bestellleistungen nachzufragen, bleibt hiervon unberührt. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, zur näheren Konkretisierung der Verpflichtung für Betreiber von Gasverteilernetzen und zur Regelung näherer Vorgaben für die vertragliche Gestaltung der Abschaltvereinbarung Bestimmungen zu treffen

1. über Kriterien, für Kapazitätsengpässe in Netzen, die eine Anpassung der Gasausspeisungen zur sicheren und zuverlässigen Gasversorgung durch Anwendung der Abschaltvereinbarung erforderlich macht,
2. über Kriterien für eine Unterversorgung der Netze, die eine Anpassung der Gasausspeisungen zur sicheren und zuverlässigen Gasversorgung durch Anwendung der Abschaltvereinbarung erforderlich macht und
3. für die Bemessung des reduzierten Netzentgelts.

附錄B-2

Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung in Niederdruck (Niederdruckanschlussverordnung - NDAV)

§ 10 Druckregelgeräte, besondere Einrichtungen

(1) Muss zum Netzanschluss eines Grundstücks ein besonderes Druckregelgerät oder eine besondere Einrichtung angebracht werden, so kann der Netzbetreiber verlangen, dass der Anschlussnehmer einen geeigneten Raum oder Platz unentgeltlich für die Dauer des Netzanschlussverhältnisses des Grundstücks zur Verfügung stellt. Der Netzbetreiber darf die Einrichtungen auch für andere Zwecke benutzen, soweit dies für den Anschlussnehmer zumutbar ist.

(2) Wird der Netzanschlussverhältnis für das Grundstück beendet, so hat der Anschlussnehmer die Einrichtung noch drei Jahre unentgeltlich zu dulden, es sei denn, dass ihm dies nicht zugemutet werden kann.

(3) Der Anschlussnehmer kann die Verlegung der Einrichtungen an eine andere geeignete Stelle verlangen, wenn ihm ihr Verbleiben an der bisherigen Stelle nicht mehr zugemutet werden kann. Die Kosten der Verlegung hat der Netzbetreiber zu tragen; dies gilt nicht, soweit die Anlage ausschließlich der Anschlussnutzung des Grundstücks dient.

§ 12 Grundstücksbenutzung

(1) Anschlussnehmer, die Grundstückseigentümer sind, haben für Zwecke der örtlichen Versorgung das Anbringen und Verlegen von Leitungen nebst Zubehör, insbesondere Verteilungsanlagen, über ihre im Gebiet des Gasversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung liegenden Grundstücke sowie erforderliche Schutzmaßnahmen unentgeltlich zuzulassen. Diese Pflicht betrifft nur Grundstücke,

1. die an das Gasversorgungsnetz angeschlossen sind,
2. die vom Eigentümer in wirtschaftlichem Zusammenhang mit einem an das Netz angeschlossenen Grundstück genutzt werden oder
3. für die die Möglichkeit des Netzanschlusses sonst wirtschaftlich vorteilhaft ist.

Sie besteht nicht, wenn die Inanspruchnahme der Grundstücke den Eigentümer mehr als notwendig oder in unzumutbarer Weise belasten würde; insbesondere ist die Inanspruchnahme des Grundstücks zwecks Anschlusses eines anderen Grundstücks an das Gasversorgungsnetz grundsätzlich verwehrt, wenn der Anschluss über das eigene Grundstück des anderen Anschlussnehmers möglich und dem Netzbetreiber zumutbar ist.

(2) Der Anschlussnehmer ist rechtzeitig über Art und Umfang der beabsichtigten Inanspruchnahme des Grundstücks zu benachrichtigen.

(3) Der Grundstückseigentümer kann die Verlegung der Einrichtungen verlangen, wenn sie an der bisherigen Stelle für ihn nicht mehr zumutbar sind. Die Kosten der Verlegung hat der Netzbetreiber zu tragen; dies gilt nicht, soweit die Einrichtungen ausschließlich dem Anschluss des Grundstücks dienen.

(4) Wird die Anschlussnutzung eingestellt, so hat der Eigentümer die auf seinen Grundstücken befindlichen Einrichtungen noch drei Jahre unentgeltlich zu dulden, es sei denn, dass ihm dies nicht zugemutet werden kann.

(5) Die Absätze 1 bis 4 gelten nicht für öffentliche Verkehrswege und Verkehrsflächen sowie für Grundstücke, die durch Planfeststellung für den Bau von öffentlichen Verkehrswegen und Verkehrsflächen bestimmt sind.

附錄B-3

Anforderungen an elektrische Betriebsräume

§ 4

Anforderungen an elektrische Betriebsräume

- (1) ¹ Die elektrischen Betriebsräume müssen so angeordnet sein, daß sie im Gefahrenfall von allgemein zugänglichen Räumen oder vom Freien leicht und sicher erreichbar sind und ungehindert verlassen werden können; sie dürfen von Treppenräumen mit notwendigen Treppen nicht unmittelbar zugänglich sein. ² Der Rettungsweg innerhalb elektrischer Betriebsräume bis zu einem Ausgang darf nicht länger als 40 m sein.
- (2) ¹ Die Räume müssen so groß sein, daß die elektrischen Anlagen ordnungsgemäß errichtet und betrieben werden können; sie müssen eine lichte Höhe von mindestens 2 m haben. ² Über Bedienungs- und Wartungsgängen muß eine Durchgangshöhe von mindestens 1,8m vorhanden sein.
- (3) Die Räume müssen ständig so wirksam be- und entlüftet werden, daß die beim Betrieb der Transformatoren und Stromerzeugungsaggregate entstehende Verlustwärme, bei Batterien die Gase, abgeführt werden.
- (4) In den Räumen sollen Leitungen und Einrichtungen, die nicht zum Betrieb der elektrischen Anlagen erforderlich sind, nicht vorhanden sein.

附錄B-4

Zusätzliche Anforderungen an elektrische Betriebsräume für Transformatoren und Schaltanlagen mit Nennspannungen über 1 kV oder für Transformatoren und Kondensatoren mit PCB

§ 5

Zusätzliche Anforderungen an elektrische Betriebsräume für Transformatoren und Schaltanlagen mit Nennspannungen über 1 kV oder für Transformatoren und Kondensatoren mit PCB

(1) ¹ Elektrische Betriebsräume für Transformatoren und Schaltanlagen mit Nennspannungen über 1 kV oder für Transformatoren und Kondensatoren mit PCB und einer Leistung von mehr als 3 kVA müssen von anderen Räumen feuerbeständig abgetrennt sein. ² Wände von Räumen mit Öltransformatoren oder mit Transformatoren und Kondensatoren mit PCB und einer Leistung von mehr als 3 kVA müssen außerdem so dick wie Brandwände sein. ³ Öffnungen zur Durchführung von Kabeln sind mit nichtbrennbaren Baustoffen zu schließen. ⁴ Transformatoren oder Kondensatoren mit PCB und einer Leistung von mehr als 3 kVA dürfen nicht in Räumen mit Öltransformatoren aufgestellt werden.

(2) ¹ Türen müssen mindestens feuerhemmend und selbstschließend sein sowie aus nichtbrennbaren Baustoffen bestehen; soweit sie ins Freie führen, genügen selbstschließende Türen aus nichtbrennbaren Baustoffen. ² Türen müssen nach außen aufschlagen. ³ Türschlösser in Türen von Betriebsräumen von Transformatoren und Schaltanlagen mit Nennspannungen über 1 kV müssen so beschaffen sein, daß der Zutritt unbefugter Personen jederzeit verhindert ist, der Betriebsraum jedoch ungehindert verlassen werden kann; an den Türen muß außen ein Hochspannungswarnschild angebracht sein. ⁴ Betriebsräume mit Transformatoren oder Kondensatoren mit PCB und einer Leistung von mehr als 3 kVA sind bei den Zugängen mit einem zinkgelben Warnschild aus Aluminium mit schwarzem Rand und schwarzer Beschriftung "PCB" in der Größe 297 x 148 mm zu versehen.

(3) ¹ Elektrische Betriebsräume für Öltransformatoren oder für Transformatoren und Kondensatoren mit PCB

und einer Leistung von mehr als 3 kVA dürfen sich nicht in Geschossen befinden, deren Fußboden mehr als 4 m unter der festgelegten Geländeoberfläche liegt. ² Sie dürfen auch nicht in Geschossen über dem Erdgeschoß liegen.

(4) ¹ Die Zuluft für die Räume muß unmittelbar oder über besondere Lüftungsleitungen dem Freien entnommen, die Abluft unmittelbar oder über besondere Lüftungsleitungen ins Freie geführt werden.

² Lüftungsleitungen, die durch andere Räume führen, sind so herzustellen, daß Feuer und Rauch nicht in andere Räume übertragen werden können. ³ Öffnungen von Lüftungsleitungen zum Freien müssen Schutzgitter haben.

(5) Fußböden müssen mindestens aus schwer entflammaren Baustoffen bestehen.

(6) ¹ Unter Transformatoren muß auslaufende Isolier- und Kühlflüssigkeit sicher aufgefangen werden können. ² Für höchstens drei Transformatoren mit jeweils bis zu 1000l Isolierflüssigkeit in einem elektrischen Betriebsraum genügt es, wenn die Wände in der erforderlichen Höhe sowie der Fußboden undurchlässig ausgebildet sind; an den Türen müssen entsprechend hohe und undurchlässige Schwellen vorhanden sein.

(7) Fenster, die von außen leicht erreichbar sind, müssen so beschaffen oder gesichert sein, daß Unbefugte nicht in den elektrischen Betriebsraum eindringen können.

(8) ¹ Räume mit Transformatoren oder Kondensatoren nach § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 " eingefügt, dürfen vom Gebäudeinnern aus nur von Fluren und über Sicherheitsschleusen zugänglich sein. ² Bei Räumen mit Öltransformatoren oder mit Transformatoren und Kondensatoren mit PCB und einer Leistung von mehr als 3 kVA muß mindestens ein Ausgang unmittelbar ins Freie oder über einen Vorraum ins Freie führen. ³ Der Vorraum darf auch mit dem Schaltraum, jedoch nicht mit anderen Räumen in Verbindung stehen.

⁴ Sicherheitsschleusen mit mehr als 20 m³ Luftraum müssen Rauchabzüge haben.

(9) ¹ Abweichend von Absatz 8 Sätze 1 und 2 sind Sicherheitsschleusen und unmittelbar oder über einen Vorraum ins Freie führende Ausgänge nicht erforderlich bei Räumen mit Transformatoren in

1. Waren- oder Geschäftshäusern mit Verkaufsstätten, die nicht dem Geltungsbereich der Warenhausverordnung²⁾ unterliegen,
2. Versammlungsstätten, die nicht dem Geltungsbereich der Versammlungsstättenverordnung²⁾ unterliegen,
3. Büro- oder Verwaltungsgebäuden, die keine Hochhäuser sind,
4. Krankenhäusern, Altenpflegeheimen, Entbindungs- und Säuglingsheimen mit nicht mehr als 30 Betten,
5. Schulen und Sportstätten, die keine Räume enthalten, auf welche die Versammlungsstättenverordnung anzuwenden ist,
6. Beherbergungsstätten mit nicht mehr als 30 Betten,
7. Wohngebäuden, die keine Hochhäuser sind.

² Türen in Trennwänden von Räumen mit Öltransformatoren oder mit Transformatoren und Kondensatoren mit PCB müssen feuerbeständig und selbstschließend sein.

²⁾ BayRS 2132-1-6-I

²⁾ BayRS 2132-1-5-I

附錄B-5

German DIN VDE Standards

German DIN VDE Standards

Standard	Title
DIN VDE 0100	Erection of power installations with rated voltages below 1000
DIN VDE 0100 Part 100	General requirements, scope
DIN VDE 0100 Part 410	Protective measures and protection against electric shock
DIN VDE 0100 Part 430	Protection of cables against overcurrent
DIN VDE 0100 Part 482	Choice of protective measures, protection against fire
DIN VDE 0100 Part 520	Selection and erection of equipment - cable, wires and wiring systems
DIN VDE 0100 Part 530	Erection electrical equipment - switch and controlgear
DIN VDE 0100 Part 559	Luminaries and lighting equipment
DIN VDE 0100 Part 701 to Part 705	Rooms containing a bath tub or shower basin. Roofed swimming pools and open air swimming baths. Rooms containing electrical sauna-heaters - installations site. Agricultural and horticultural premises
DIN VDE 0100 Part 720	Fire-hazards locations
DIN VDE 0100 Part 726 to Part 738	Lifting and hoisting devices. Laying of cables in hollow walls and in buildings made up mainly of flammable building materials. Cable entries into buildings in public cable network. Humid and wet areas, outdoor installation
DIN VDE 0101	Erection of power installations with rated voltages above 1000
DIN VDE 0105	Operation of power installations
DIN VDE 0107	Electrical installations in hospitals and locations for medical use outside hospitals
DIN VDE 0108 Part 1 to Part 100	Power installations and safety power supply in communal facilities, stores and shops and exhibitions rooms, multi-storey buildings, restaurants, closed car parks and working or business premises
DIN VDE 0113	Electrical equipment of industrial machines
DIN VDE 0118	Erection of electrical installations in mines
DIN VDE 0165	Installation of electrical apparatus in hazardous areas
DIN VDE 0166	Electrical installations and apparatus thereof for use in atmospheres potentially endangered by explosive material
DIN VDE 0168	Erection of electrical installations in open cast mines, quarries and similar plants
DIN VDE 0170/0171	Electrical apparatus for potentially explosive atmospheres
DIN VDE 0185	Lightning protection system, protection of structures against lightning
DIN VDE 0207 Part 1 to Part 24	Insulating and sheathing compounds for cables and flexible cords
DIN VDE 0245 Part 1	Cables and cords for electrical and electronic equipment in power installations
DIN VDE 0245 Part 101 to Part 202	Flexible PVC insulated control cable
DIN VDE 0250 Part 1 to Part 819	Cables, wires and flexible cords for power installations
DIN VDE 0253	Heating - cables
DIN VDE 0262	XLPE (cross linked PE) insulated and PVC sheathed installations cable up to 0.6/1 kV
DIN VDE 0265	Cables with plastic-insulated lead-sheath for power installation
DIN VDE 0266 Part 3 & 4	Halogen-free cables with improved characteristics in the case of fire, with reduced fire propagation and continuance of isolation for use in the containment of nuclear power plants
DIN VDE 0267	Halogen-free cables with improved characteristics in the case of fire, nominal voltages from 6 up to 30kV
DIN VDE 0271	PVC insulated cables and sheathed power cables for rated voltages up to and including 3.6/6 (7.2) kV
DIN VDE 0276 Part 603	Distribution cables of nominal voltages 0.6/1kV
DIN VDE 0276 Part 604	Power cables of nominal voltages 0.6/1kV with special fire performance for use in power stations
DIN VDE 0276 Part 604/605	Additional test methods
DIN VDE 0276 Part 620	Distribution cables of nominal voltages 3.6 to 20.8/36kV/1kV
DIN VDE 0276 Part 1000	Current carrying capacity, general, conversion factors

附錄B-6

Anforderungen an die Verlegung von Kabeln und Leitungen

16.12 Anforderungen an die Verlegung von Kabeln und Leitungen

16.12.1 Installationszonen

Die Verlegung von Kabeln und Leitungen innerhalb von Bauwerken ist in DIN 18015 festgelegt. Unter Putz ist nur senkrechte und waagrechte Verlegung, parallel zu den Raumkanten, zulässig. Die Steckdosen sind im Wohnbereich in 30 cm, in der Küche in 105 cm Höhe vorgesehen. Schalter sind in Türklinkenhöhe, etwa in 105 cm, anzubringen (**Bild 16.7**). Einbaugeräte (Schalter, Steckdosen usw.) sind so anzuordnen, dass sie innerhalb der Installationszonen liegen.

Die Installationszonen (Z) bedeuten:

Waagrechte Installationszonen (ZW), 30 cm breit

- ZW-o, obere waagrechte Installationszone von 15 cm bis 45 cm unter der fertigen Deckenfläche
- ZW-u, untere waagrechte Installationszone von 15 cm bis 45 cm über der fertigen Fußbodenfläche
- ZW-m, mittlere waagrechte Installationszone von 100 cm bis 130 cm über der fertigen Fußbodenfläche

Senkrechte Installationszonen (ZS), 20 cm breit

- ZS-t, senkrechte Installationszonen an Türen von 10 cm bis 30 cm neben den Rohbaukanten
- ZS-f, senkrechte Installationszonen an Fenstern von 10 cm bis 30 cm neben den Rohbaukanten
- ZS-e, senkrechte Installationszonen an Wandecken von 10 cm bis 30 cm neben den Rohbaukanten

Oberhalb von Fenstern entfällt die obere Installationszone (ZW-o), wenn das Fenster zu hoch angeordnet ist, wie in Bild 16.7 b) gezeigt.

Von den festgelegten Installationszonen darf abgewichen werden, wenn die elektrischen Leitungen

- in den Wänden in Schutzrohren verlegt werden und eine Überdeckung der Schutzrohre von mindestens 6 cm sichergestellt ist
- in Wandbau-Fertigteilen untergebracht sind, bei denen eine nachträgliche Beschädigung der Leitungen weitgehend ausgeschlossen ist

Installationszonen für Fußböden und Deckenflächen sind nicht festgelegt, d. h., Leitungen können in diesen Flächen auf kürzestem Weg – auch schräg – geführt werden.

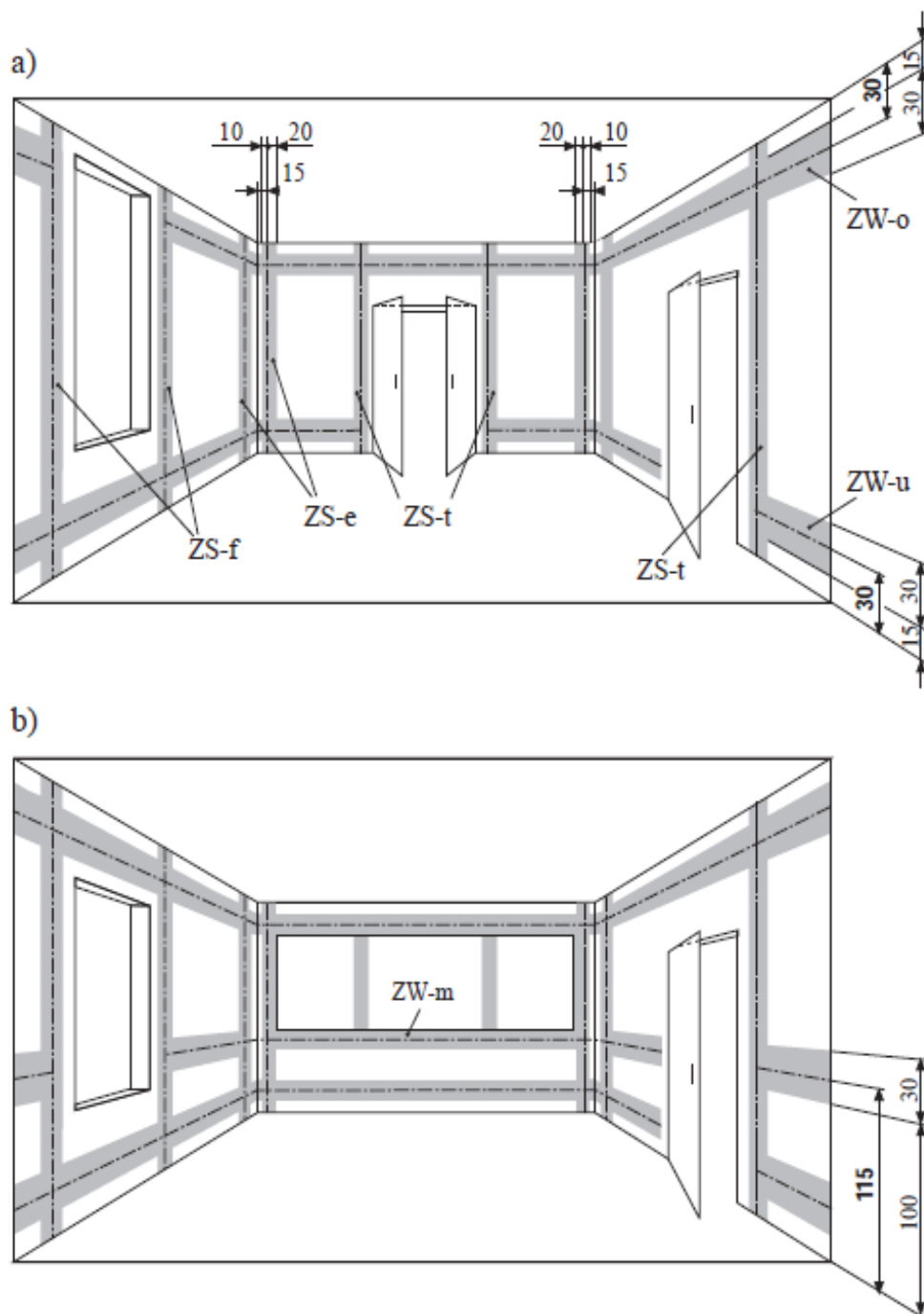
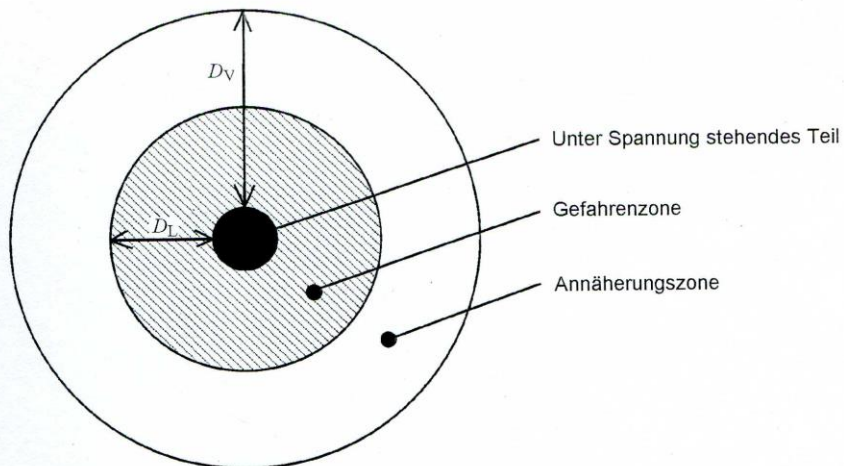


Bild 16.7 Leitungsführung nach DIN 18015

- a) Installationszonen und Vorzugsmaße (**fett gesetzt**) für Räume ohne Arbeitsflächen an den Wänden
 b) Installationszonen und Vorzugsmaße (**fett gesetzt**) für Räume mit Arbeitsflächen an den Wänden, z. B. Küchen; nicht angegebene Maße wie Bild 16.7 a)

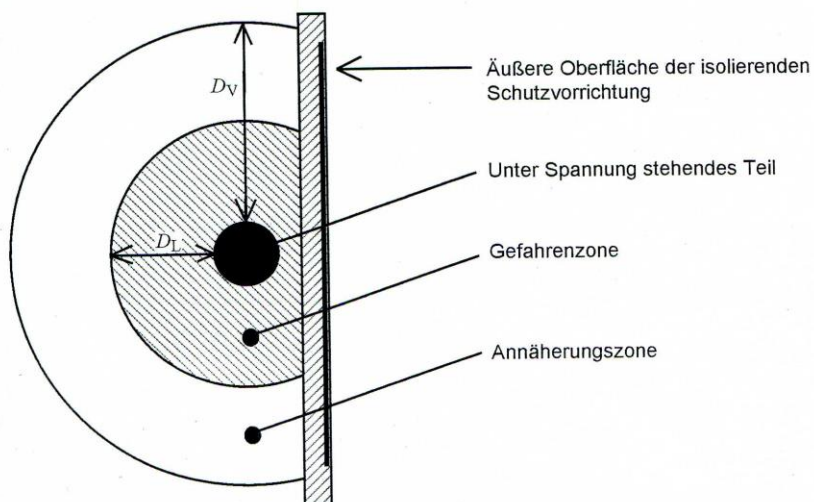
附錄B-7

Richtwerte für Abstände in Luft bei Arbeiten



D_L : Abstand, der die äußere Begrenzung der Gefahrenzone festlegt
 D_V : Abstand, der die äußere Begrenzung der Annäherungszone festlegt

Bild 1 – Abstände in Luft und Zonen für Arbeiten



D_L : Abstand, der die äußere Begrenzung der Gefahrenzone festlegt
 D_V : Abstand, der die äußere Begrenzung der Annäherungszone festlegt

Bild 2 – Begrenzung der Gefahrenzone durch isolierende Schutzvorrichtung

Tabelle A.1 – Richtwerte für Abstände D_L und D_V

Netz-Nennspannung U_N (Effektivwert) kV	Annehmbarer Mindestabstand in Luft, der die äußere Grenze der Gefahrenzone bestimmt D_L mm	Annehmbarer Mindestabstand in Luft, der die äußere Grenze der Annäherungszone bestimmt D_V mm
≤ 1	keine Berührung	300
3	60	1 120
6	90	1 120
10	120	1 150
15	160	1 160
20	220	1 220
30	320	1 320
36	380	1 380
45	480	1 480
60	630	1 630
70	750	1 750
110	1 000	2 000
132	1 100	3 000
150	1 200	3 000
220	1 600	3 000
275	1 900	4 000
380	2 500	4 000
480	3 200	6 100
700	5 300	8 400

Die D_L - und D_V -Werte sind als eine Gruppe von administrativen Mindestwerten ausgelegt und beziehen sich auf die in den Ländern Europas existierenden Werte.

Bis 70 kV: Für D_L gibt es eine Vielzahl von Werten, da bei der Berechnung des elektrischen Bauteils ergonomische Erwägungen vorherrschen.

Daher wird der niedrigste der europäischen Werte verwendet.

Über 70 kV: Die elektrische Komponente herrscht vor.

Dementsprechend werden die Minimal-Werte für D_L in dieser Tabelle bestätigt durch Berechnungsverfahren von IEC 61472.

ANMERKUNG 1 Zwischenwerte für D_L und D_V können durch lineare Interpolation bestimmt werden.

ANMERKUNG 2 Die Werte der Tabelle A.1 sollen eine Richtschnur darstellen für die zukünftige Harmonisierung zwischen den Mitgliedsstaaten. Dennoch können niedrigere Werte vorübergehend akzeptiert werden.

附錄 C

英國地區相關資料原文

附錄 C-1

Electricity Distribution and Report on Discussions on Science

附錄 C-2

Electricity Act

附錄 C-3

Transport and Works, England Transport

附錄 C-4

Requirement for Electrical Installation

附錄 C-5

Development Near Overhead Lines

附錄 C-6

Power Lines and Property, Wiring in Homes, and Electrical Equipment in Homes

附錄C-1

Electricity Distribution and Report on Discussions on Science

Electricity Distribution and Report on Discussions on Science

4. Distribution Networks

The UK Electricity System is essentially made up of three key stages, broadly analogous to the UK road network, as shown in Figure 1:

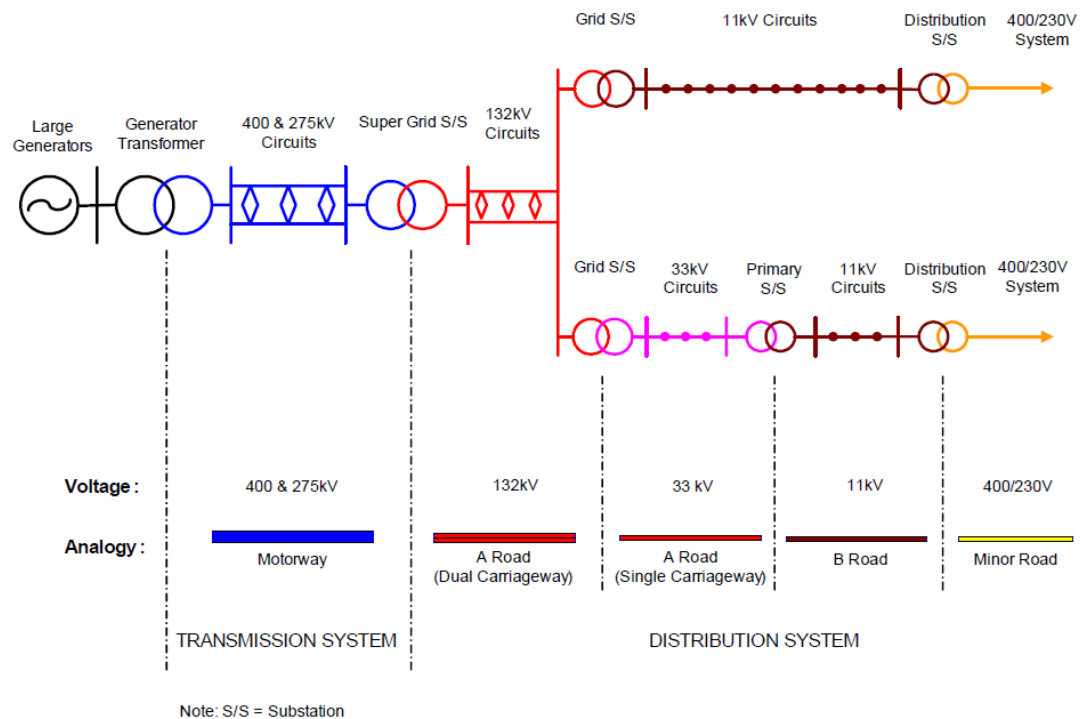


Figure 1. Overview of the UK power system

- Electricity generation. Traditional electricity generating stations, such as coal-fired stations, and renewable generators such as hydroelectric and wind power schemes are usually located away from heavily populated areas. The electricity generated is stepped up to a higher voltage at which it connects to the transmission network.
- Electric power transmission. The transmission network is the system for bulk transfer of electrical energy over long distances, as far as substations connected to the local distribution network, where the voltage is stepped down. (Power is usually transmitted at high voltages (132 kV and above) to reduce the energy lost in transmission.)

- Electric power distribution. This is the final stage in the delivery of electricity to end users. Distribution voltages vary, depending on customer needs, equipment and availability.

The DWG has been concerned solely with the third stage above (ie distribution systems that begin as the primary circuit leaves the substation and ends as the secondary service enters the customer's meter). Within these networks there may be a mix of overhead line systems including steel pylons, traditional wood poles and wires, and various types of underground cable.

In the UK, the electricity that goes into a normal home is at a voltage of 230 V. But for technical reasons, the vast majority of high voltage and most low voltage systems are three phase (ie. They utilise three phase conductors). 230 V is the single-phase voltage; the equivalent three-phase voltage is 400 V. Most final distribution circuits supply electricity to several houses at once from three phases, and are usually referred to as "400 V circuits". Balanced three phase systems:

- are more efficient;
- allow larger loads to be supplied;
- allow longer circuits to be installed (voltage drop is lower); and
- are cheaper (overall).

This means that a typical final distribution circuit can be represented as shown in Figure 8, with successive homes connected to different phases:

Figure 8 shows the three phase cables in red, the neutral in black and the earth in green (current conventions for wiring colours are different to this, with the phases brown, black and grey, the neutral blue, and the earth green and yellow striped). Each of the 3 houses is supplied from one of the phase cables. "Distribution main" refers to the main cable running

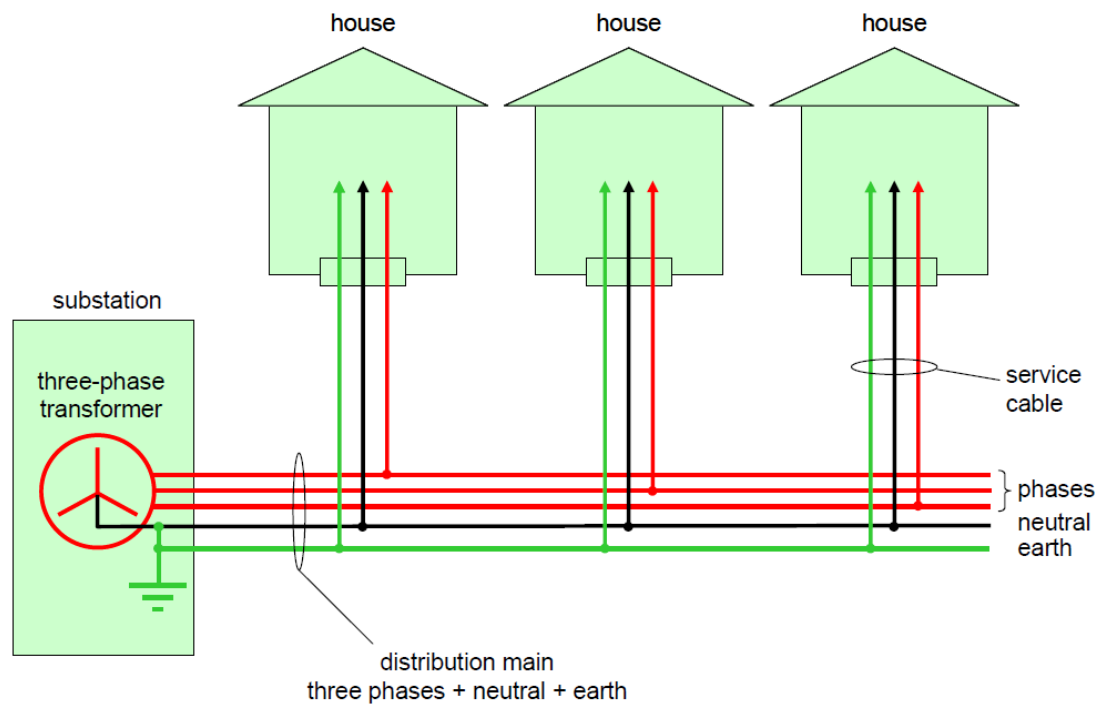


Figure 8. Typical UK distribution circuit showing houses connected to different phases

from the substation, “service cable” refers to the connection from this to each individual home.

Note that there are different ways of earthing such circuits, which affect the way magnetic fields are produced and are therefore discussed in more detail later; this diagram shows just one possibility.

4.2 Substations

Substations have several basic functions:

- to change the system voltage level along the distribution system, using transformers; (Electricity may flow through several substations between generation plant and final consumer and the voltage may be changed in several steps.)
- to switch off the electricity if a fault occurs, using equipment such as circuit breakers and protection/control equipment); and
- to provide switching facilities so that particular sections of the

distribution network can be switched in and out, to allow equipment to be disconnected for maintenance and so that electricity supplies can be maintained or restored if part of the system develops a fault.

The DWG has been concerned mainly with final substations that step down voltages from 11 kV to 400 V for domestic purposes. There are over 400,000 of these (see Table 1). Such substations may be ground-mounted or pole-mounted, outdoors in fenced enclosures or indoors in special purpose structures, or even within residential buildings (eg. maintenance rooms in blocks of flats).

附錄C-2

Electricity Act

Status: This version of this Act contains provisions that are prospective.

Changes to legislation: There are outstanding changes not yet made by the legislation.gov.uk editorial team to Electricity Act 1989. Any changes that have already been made by the team appear in the content and are referenced with annotations. (See end of Document for details)

[^{F76}17 Exceptions from duty to connect.

- (1) Nothing in section 16(1) requires an electricity distributor to make a connection if and to the extent that—
- (a) he is prevented from doing so by circumstances not within his control;
 - (b) circumstances exist by reason of which his doing so would or might involve his being in breach of regulations under section 29, and he has taken all such steps as it was reasonable to take both to prevent the circumstances from occurring and to prevent them from having that effect; or
 - (c) it is not reasonable in all the circumstances for him to be required to do so.
- (2) Without prejudice to the generality of subsection (1) an electricity distributor is not required to make a connection if—
- (a) making the connection involves the distributor doing something which, without the consent of another person, would require the exercise of a power conferred by any provision of Schedule 3 or 4;
 - (b) the distributor's licence does not provide for that provision to have effect in relation to him; and
 - (c) any necessary consent has not, at the time the request is made, been given.
- (3) Subsection (1)(c) does not permit an electricity distributor to disconnect any premises or distribution system to which a connection is being maintained by him unless the distributor gives—
- (a) where the connection is to premises, to the occupier or to the owner if the premises are not occupied;
 - (b) where the connection is to another distribution system, to the person who is authorised by a licence or exemption to run that system,
- not less than seven working days' notice of his intention to disconnect the premises or distribution system.]

Annotations:

Amendments (Textual)

F76 Ss. 16, 16A, 17 and cross-heading substituted for ss. 16, 17 (1.10.2001) by 2000 c. 27, s. 44; S.I. 2001/3266, art. 2, **Sch.** (subject to transitional provisions in arts. 3-20)

^{F77}18

Annotations:

Amendments (Textual)

F77 S. 18 repealed (1.10.2001) by 2000 c. 27, ss. 45, 108, **Sch. 8**; S.I. 2001/3266, art. 2, **Sch.** (subject to transitional provisions in arts. 3-20)

19 Power to recover expenditure.

- (1) Where any electric line or electrical plant is provided by [^{F78}an electricity distributor] in pursuance of section 16(1) above, the [^{F78}distributor] may require any expenses

Status: This version of this Act contains provisions that are prospective.

Changes to legislation: There are outstanding changes not yet made by the legislation.gov.uk editorial team to Electricity Act 1989. Any changes that have already been made by the team appear in the content and are referenced with annotations. (See end of Document for details)

reasonably incurred in providing it to be defrayed by the person requiring the [^{F78}connection] to such extent as is reasonable in all the circumstances.

- [^{F79}(2) The Secretary of State may, after consultation with the Authority, make provision by regulations for entitling an electricity distributor to require a person requiring a connection in pursuance of section 16(1) to pay to the distributor, in respect of any expenses reasonably incurred in providing any electric line or electrical plant used for the purpose of making the connection, such amount as may be reasonable in all the circumstances if—
- (a) the connection is required within the prescribed period after the provision of the line or plant; and
 - (b) a person (“the initial contributor”) has made a payment to the distributor in respect of those expenses, the line or plant having been provided for the purpose of making a connection to any premises or distribution system as required by that person.]
- (3) Regulations under subsection (2) above may require [^{F80}an electricity distributor] who, in pursuance of this section or the regulations, has recovered any amount in respect of expenses reasonably incurred in providing any electric line or electrical plant—
- (a) to exercise his rights under the regulations in respect of those expenses; and
 - (b) to apply any payments received by him in the exercise of those rights in making such payments as may be appropriate towards reimbursing the initial contributor and any persons previously required to make payments under the regulations.
- (4) Any reference in this section to any expenses reasonably incurred in providing an electric line or electrical plant includes a reference to the capitalised value of any expenses likely to be so incurred in [^{F81}continuing to provide it]

Annotations:

Amendments (Textual)

- F78** Words in s. 19(1) substituted (1.10.2001) by 2000 c. 27, s. 46(2); S.I. 2001/3266, art. 2, Sch. (subject to transitional provisions in arts. 3-20)
- F79** S. 19(2) substituted (16.5.2001 for certain purposes and otherwise 1.10.2001) by 2000 c. 27, s. 46(3); S.I. 2001/1781, art. 2, Sch. (subject to transitional provisions in arts. 3-10); S.I. 2001/3266, art. 2, Sch. (subject to transitional provisions in arts. 3-20)
- F80** Words in s. 19(3) substituted (16.5.2001 for certain purposes and otherwise 1.10.2001) by 2000 c. 27, s. 46(4); S.I. 2001/1781, art. 2, Sch. (subject to transitional provisions in arts. 3-10); S.I. 2001/3266, art. 2, Sch. (subject to transitional provisions in arts. 3-20)
- F81** Words in s. 19(4) substituted (16.5.2001 for certain purposes and otherwise 1.10.2001) by 2000 c. 27, s. 46(5); S.I. 2001/1781, art. 2, Sch. (subject to transitional provisions in arts. 3-10); S.I. 2001/3266, art. 2, Sch. (subject to transitional provisions in arts. 3-20)

20 Power to require security.

- [^{F82}(1) Subject to the following provisions of this section, an electricity distributor may require any person who requires a connection in pursuance of section 16(1) to give him reasonable security for the payment to him under section 19 in respect of the provision of any electric line or electrical plant.

Status: This version of this Act contains provisions that are prospective.

Changes to legislation: There are outstanding changes not yet made by the legislation.gov.uk editorial team to Electricity Act 1989. Any changes that have already been made by the team appear in the content and are referenced with annotations. (See end of Document for details)

- (b) the [^{F244}Environment Agency], any water undertaker or any sewerage undertaker or, in Scotland, any person supplying water in the exercise of statutory powers;
 - (c) any public telecommunications operator; and
 - (d) any operator of a driver information system who is licensed under Part II of the ^{M79}Road Traffic (Driver Licensing and Information Systems) Act 1989, (in this paragraph referred to as a “relevant undertaker”) may execute such works, notwithstanding that they involve a temporary or permanent alteration of any electric line or electrical plant under the control of a licence holder.
- (2) Where a relevant undertaker is proposing to execute any such works as are mentioned in sub-paragraph (1) above which involve or are likely to involve any such alteration as is there mentioned, sub-paragraphs (3) to (9) of paragraph 3 above shall apply as if—
- (a) any reference to the licence holder were a reference to the relevant undertaker; and
 - (b) any reference to the relevant undertaker were a reference to the licence holder.

Annotations:

Amendments (Textual)

F243 Words in Sch. 4 para. 4(1)(a) substituted (1.3.1996) by 1995 c. 45, s. 16(1), **Sch. 4 para. 17(2)**; S.I. 1996/218, **art. 2**

F244 Words in Sch. 4 para. 4(1)(b) substituted (1.4.1996) by 1995 c. 25, s. 120(1), **Sch. 22 para. 40** (with ss. 7(6), 115, 117); S.I. 1996/186, **art. 3**

Marginal Citations

M79 1989 c. 22.

Protection from interference

- 5 (1) Subject to sub-paragraph (2) below, a licence holder who installs or alters, or changes the mode of operation of, any electric line or electrical plant shall take all reasonable precautions for securing that the operation of that line or plant does not interfere with the operation of any telecommunication apparatus which—
- (a) is under the control of a person to whom the telecommunications code applies; and
 - (b) is not unusually sensitive to interference with its operation.
- (2) In the case of any telecommunication apparatus which is subsequently installed or altered or whose mode of operation is subsequently changed, the duty imposed by sub-paragraph (1) above shall not apply in relation to—
- (a) any momentary interference with its operation; or
 - (b) where it is installed in unreasonably close proximity to the electric line or electrical plant, any other interference with its operation.
- (3) Sub-paragraphs (1) and (2) above shall be read as also applying in the converse case of a person to whom the telecommunications code applies who installs or alters, or changes the mode of operation of, any telecommunication apparatus, and in such a case shall have effect as if—

Status: This version of this Act contains provisions that are prospective.

Changes to legislation: There are outstanding changes not yet made by the legislation.gov.uk editorial team to Electricity Act 1989. Any changes that have already been made by the team appear in the content and are referenced with annotations. (See end of Document for details)

- (a) any reference to the licence holder were a reference to that person;
 - (b) any reference to an electric line or electrical plant were a reference to such apparatus; and
 - (c) any reference to such apparatus under the control of a person to whom that code applies were a reference to such a line or such plant under the control of a licence holder.
- (4) Any difference arising under this paragraph between a licence holder and a person to whom the telecommunications code applies shall be referred to arbitration by an arbitrator or, in Scotland, arbiter appointed, in default of agreement between the parties, by the President of the Chartered Institute of Arbitrators.
- (5) In this paragraph “momentary interference” means any interference of momentary duration which is not a regular occurrence (whether caused by physical contact or otherwise).

Acquisition of wayleaves

- 6 (1) This paragraph applies where—
- (a) for any purpose connected with the carrying on of the activities which he is authorised by his licence to carry on, it is necessary or expedient for a licence holder to instal and keep installed an electric line on, under or over any land; and
 - (b) the owner or occupier of the land, having been given a notice requiring him to give the necessary wayleave within a period (not being less than 21 days) specified in the notice—
 - (i) has failed to give the wayleave before the end of that period; or
 - (ii) has given the wayleave subject to terms and conditions to which the licence holder objects;
 and in this paragraph as it so applies “the necessary wayleave” means consent for the licence holder to instal and keep installed the electric line on, under or over the land and to have access to the land for the purpose of inspecting, maintaining, adjusting, repairing, altering, replacing or removing the electric line.
- (2) This paragraph also applies where—
- (a) for any purpose connected with the carrying on of the activities which he is authorised by his licence to carry on, it is necessary or expedient for a licence holder to keep an electric line installed on, under or over any land; and
 - (b) the owner or occupier of the land has given notice to the licence holder under paragraph 8(2) below requiring him to remove the electric line;
- and in this paragraph as it so applies “the necessary wayleave” means consent for the licence holder to keep the electric line installed on, under or over the land and to have access to the land for the purpose of inspecting, maintaining, adjusting, repairing, altering, replacing or removing the electric line.
- (3) Subject to sub-paragraphs (4) and (5) below, the Secretary of State may, on the application of the licence holder, himself grant the necessary wayleave subject to such terms and conditions as he thinks fit; and a necessary wayleave so granted shall, unless previously terminated in accordance with a term contained in the wayleave, continue in force for such period as may be specified in the wayleave.

附錄C-3

Transport and Works, England

Transport

PART 2

WORKS PROVISIONS

Principal powers

Power to construct and maintain works

5.—(1) The undertaker may construct and maintain the scheduled works.

(2) Subject to article 6 (power to deviate), the scheduled works may only be constructed in the lines or situations shown on the works and land plans and in accordance with the levels shown on the sections.

(3) Subject to paragraph (5), the undertaker may carry out and maintain such of the following works as may be necessary or expedient for the purposes of, or for purposes ancillary to, the construction of the scheduled works, namely—

- (a) works to alter the position of apparatus, including mains, sewers, drains and cables;
- (b) works to alter, erect and construct such offices and other buildings, yards, engines, machinery, apparatus, structures and other works, and conveniences as the undertaker sees fit;
- (c) junctions and communications (including the provision of steps and ramps for the use of persons on foot) with any highway or access way intersected or interfered with by, or contiguous to, any of those works, and widen or alter any highway or access way for the purposes of connecting it with any of those works or another highway, or of crossing under or over the highway or access way;
- (d) all such embankments, aprons, abutments, retaining walls, wing walls, culverts and other such works as the undertaker thinks fit;
- (e) works to alter the course of, or otherwise interfere with, a watercourse other than a navigable watercourse;
- (f) landscaping and other works to mitigate any adverse effects of the construction, maintenance or operation of the scheduled works; and
- (g) works for the benefit or protection of premises affected by the scheduled works.

(4) Subject to paragraph (5), the undertaker may carry out such other works (of whatever nature) as may be necessary or expedient for the purposes of, or for purposes ancillary to, the construction of the scheduled works, other than works that would interfere with a navigable watercourse.

(5) Paragraphs (3) and (4) shall only authorise the carrying out or maintenance of works outside the limits of deviation if such works are carried out on land shown on the works and land plans as being within the limits of land to be acquired or used.

Power to deviate

6. In constructing or maintaining any of the scheduled works, the undertaker may—
- (a) deviate laterally from the lines or situations shown on the works and land plans to the extent of the limits of deviation for that work; and
 - (b) deviate vertically from the levels shown on the sections—
 - (i) to any extent not exceeding 3 metres upwards; or
 - (ii) to any extent downwards as may be found to be necessary or convenient.

Streets

Power to execute street works

7.—(1) The undertaker may, for the purposes of the authorised works, enter upon so much of any of the streets specified in Schedule 2 (streets subject to street works) as is within the Order limits and may—

- (a) break up or open the street, or any sewer, drain or tunnel under it, or tunnel or bore under the street;
- (b) place apparatus in the street;
- (c) maintain apparatus in the street or change its position; and

- (d) execute any works required for or incidental to any works referred to in sub-paragraphs (a), (b) and (c).
- (2) This article is subject to paragraph 3 of Schedule 9 (provisions relating to statutory undertakers, etc.).
- (3) In this article “apparatus” has the same meaning as in Part 3 of the 1991 Act.

Stopping up of streets

8.—(1) Subject to the provisions of this article, the undertaker may, in connection with the construction of the authorised works, stop up each of the streets specified in columns (1) and (2) of Parts 1 and 2 of Schedule 3 (streets to be permanently stopped up) to the extent specified, by reference to the letters and numbers shown on the rights of way plans, in column (3) of those Parts of that Schedule.

(2) No street specified in columns (1) and (2) of Part 1 of Schedule 3 (being a street to be stopped up for which a substitute is to be provided) shall be wholly or partly stopped up under this article unless—

- (a) the new street to be substituted for it, which is specified in column (4) of that Part of that Schedule, has been completed to the reasonable satisfaction of the street authority and is open for use; or
- (b) a temporary alternative route for the passage of such traffic as could have used the street to be stopped up is first provided and thereafter maintained by the undertaker, to the reasonable satisfaction of the street authority, between the commencement and termination points for the stopping up of the street until the completion and opening of the new street in accordance with sub-paragraph (a).

(3) No street specified in columns (1) and (2) of Part 2 of Schedule 3 (being a street to be stopped up for which no substitute is to be provided) shall be wholly or partly stopped up under this article unless the condition specified in paragraph (4) is satisfied in relation to all the land which abuts on either side of the street to be stopped up.

(4) The condition referred to in paragraph (3) is that—

- (a) the undertaker is in possession of the land; or
- (b) there is no right of access to the land from the street concerned; or
- (c) there is reasonably convenient access to the land otherwise than from the street concerned; or
- (d) the owners and occupiers of the land have agreed to the stopping up.

(5) Where a street has been stopped up under this article—

- (a) all rights of way over or along the street so stopped up shall be extinguished; and
- (b) the undertaker may appropriate and use for the purposes of its railway undertaking so much of the site of the street as is bounded on both sides by land owned by the undertaker.

(6) Any person who suffers loss by the suspension or extinguishment of any private right of way under this article shall be entitled to compensation to be determined, in case of dispute, under Part 1 of the 1961 Act.

(7) This article is subject to paragraph 2 of Schedule 9 (provisions relating to statutory undertakers, etc.).

Highways subject to redesignation

9.—(1) Subject to the provisions of this article, the following highways shall, at the relevant time, cease to be highways of the description specified on the definitive map and statement and shall be designated as highways as described and to the extent specified below by reference to the letters and numbers shown on the rights of way plans—

- (a) in the case of restricted byway Number 28 (Parish of Trimley St Mary) and restricted byway Number 3 (Parish of Trimley St Martin), to be designated as a bridleway for its entire length between points TF15 and PF12; and

- (b) in the case of Footpath Number 29 (Trimley St Martin), to be designated as a bridleway between points PF9 and PF10.
- (2) In each case where a highway has been redesignated, the redesignation shall have effect as if that highway had been stopped up and immediately rededicated as a bridleway.
- (3) In this article—
 - (a) all expressions used in this article and in the Wildlife and Countryside Act 1981(a) shall have the same meaning in this article as in that Act; and
 - (b) “the relevant time” means the time at which the new highway to be substituted for restricted byway 28 (Gun Lane) (to be provided pursuant to article 8 (stopping up of streets) and specified in column (4) of Part 1 of Schedule 3) is open for use by the public.

Temporary stopping up of streets

- 10.—(1) The undertaker, during and for the purposes of the execution of the authorised works, may temporarily stop up, alter or divert any street and may for any reasonable time—
- (a) divert the traffic from the street; and
 - (b) subject to paragraph (3), prevent all persons from passing along the street.
- (2) Without prejudice to the generality of paragraph (1), the undertaker may use any street stopped up under the powers conferred by this article as a temporary working site.
- (3) The undertaker shall provide reasonable access for pedestrians going to or from premises abutting a street affected by the exercise of the powers conferred by this article if there would otherwise be no such access.
- (4) Without prejudice to the generality of paragraph (1), the undertaker may exercise the powers conferred by this article in relation to the streets specified in columns (1) and (2) of Schedule 4 (streets to be temporarily stopped up) to the extent specified, by reference to the letters and numbers shown on the rights of way plans, in column (3) of that Schedule.
- (5) The undertaker shall not exercise the powers conferred by this article—
- (a) in relation to any street specified as mentioned in paragraph (4) without first consulting the street authority; and
 - (b) in relation to any other street without the consent of the street authority which may attach reasonable conditions to any consent, but such consent shall not be unreasonably withheld.
- (6) Any person who suffers loss by the suspension of any private right of way under this article shall be entitled to compensation to be determined, in case of dispute, under Part 1 of the 1961 Act.

Traffic regulation

- 11.—(1) Subject to the provisions of this article, and with the consent of the traffic authority in whose area the road is situated, the undertaker may, during and for the purposes of the execution of the authorised works, temporarily restrict the direction of vehicular traffic on Old Felixstowe Road between points T1 and T2 as shown on the rights of way plans.
- (2) The consent of the traffic authority under paragraph (1) shall not be unreasonably withheld.
- (3) The power in paragraph (1) shall only be exercised in relation to heavy goods vehicles and public service vehicles travelling in the westbound direction.
- (4) The undertaker shall consult the chief officer of police and the traffic authority in whose area the road is situated before complying with the provisions of paragraph (5).
- (5) The undertaker shall not exercise the power in paragraph (1) unless it has—
- (a) given not less than 4 weeks’ notice in writing of its intention to do so to the chief officer of police and to the traffic authority in whose area the road is situated; and
 - (b) advertised its intention as if the proposed restriction was to be authorised pursuant to section 14(1)(a) of the 1984 Act in accordance with the Regulations.

(6) Any restriction of vehicular traffic made by the undertaker under the powers conferred by paragraph (1) shall have effect as if made by the traffic authority in whose area the road is situated as if it were an order under section 14(1)(a) of the 1984 Act and shall last for such period as the notice given under paragraph (5)(b) of this article may specify which shall in any event terminate upon the opening for traffic of the railway.

(7) Any restriction made by the undertaker under this article may also be varied or revoked from time to time by the traffic authority in whose area the road is situated by an order under the 1984 Act provided that no such order may be made to revoke any provision previously made by the undertaker under this article without the undertaker's consent, such consent not to be unreasonably withheld.

(8) In this article—

“the 1984 Act” means the Road Traffic Regulation Act 1984(a) and all expressions used in this article and in the 1984 Act shall have the same meaning in this article as in that Act;

“heavy goods vehicle” has the meaning given to it in section 115 of the Highways Act 1980(b);

“public service vehicle” has the meaning given to it in section 1 of the Public Passenger Vehicles Act 1981(c); and

“the Regulations” means article 3 (procedure for making a temporary order) of the Road Traffic (Temporary Restrictions) Procedure Regulations 1992(d).

Access to works

12. The undertaker may, for the purposes of the authorised works—

- (a) form and lay out means of access, or improve existing means of access, to the streets specified in columns (1) and (2) of Schedule 5 (access to works); and
- (b) with the approval of the highway authority, such approval not to be unreasonably withheld, form and lay out such other means of access or improve existing means of access, at such locations within the Order limits as the undertaker reasonably requires for the purposes of the authorised works.

Construction and maintenance of new or altered streets

13.—(1) Any street intended to be a public highway to be constructed under this Order shall be completed to the reasonable satisfaction of the highway authority and shall, unless otherwise agreed, be maintained by and at the expense of the undertaker for a period of 12 months from its completion and at the expiry of that period by and at the expense of the highway authority.

(2) Where a street is altered or diverted under this Order, the altered or diverted part of the street shall, when completed to the reasonable satisfaction of the street authority, unless otherwise agreed, be maintained by and at the expense of the undertaker for a period of 12 months from its completion and at the expiry of that period by and at the expense of the street authority.

(3) Paragraphs (1) and (2) do not apply in relation to the structure of any bridge or tunnel carrying a street over or under any railway of the undertaker.

(4) In any action against the undertaker in respect of loss or damage resulting from any failure by it to maintain a street under this article, it shall be a defence (without prejudice to any other defence or the application of the law relating to contributory negligence) to prove that the undertaker had taken such care as in all the circumstances was reasonably required to secure that the part of the street to which the action relates was not dangerous to traffic.

(5) For the purposes of a defence under paragraph (4), the court shall in particular have regard to the following matters—

- (a) the character of the street and the traffic which was reasonably to be expected to use it;
- (b) the standard of maintenance appropriate for a street of that character and used by such traffic;
- (c) the state of repair in which a reasonable person would have expected to find the street;

附錄C-4

Requirement for Electrical Installation

416.2 Barriers or enclosures

NOTE: Barriers or enclosures are intended to prevent contact with live parts.

416.2.1 Live parts shall be inside enclosures or behind barriers providing at least the degree of protection IPXXB or IP2X except that, where larger openings occur during the replacement of parts, such as certain lampholders or fuses, or where larger openings are necessary to allow the proper functioning of equipment according to the relevant requirements for the equipment:

- (i) suitable precautions shall be taken to prevent persons or livestock from unintentionally touching live parts, and
- (ii) it shall be ensured, as far as practicable, that persons will be aware that live parts can be touched through the opening and should not be touched intentionally, and
- (iii) the opening shall be as small as is consistent with the requirement for proper functioning and for replacement of a part.

416.2.2 A horizontal top surface of a barrier or enclosure which is readily accessible shall provide a degree of protection of at least IPXXD or IP4X.

416.2.3 A barrier or enclosure shall be firmly secured in place and have sufficient stability and durability to maintain the required degree of protection and appropriate separation from live parts in the known conditions of normal service, taking account of relevant external influences.

416.2.4 Where it is necessary to remove a barrier or open an enclosure or remove parts of enclosures, this shall be possible only:

- (i) by the use of a key or tool, or
- (ii) after disconnection of the supply to live parts against which the barriers or enclosures afford protection, restoration of the supply being possible only after replacement or reclosure of the barrier or enclosure, or
- (iii) where an intermediate barrier providing a degree of protection of at least IPXXB or IP2X prevents contact with live parts, by the use of a key or tool to remove the intermediate barrier.

NOTE: This regulation does not apply to:

- a ceiling rose complying with BS 67
- a cord operated switch complying with BS 3676
- a bayonet lampholder complying with BS EN 61184
- an Edison screw lampholder complying with BS EN 60238.

416.2.5 If, behind a barrier or in an enclosure, an item of equipment such as a capacitor is installed which may retain a dangerous electrical charge after it has been switched off, a warning label shall be provided. Small capacitors such as those used for arc extinction and for delaying the response of relays, etc shall not be considered dangerous.

NOTE: Unintentional contact is not considered dangerous if the voltage resulting from static charge falls below 120 V d.c. in less than 5 s after disconnection from the power supply.

417 OBSTACLES AND PLACING OUT OF REACH

417.1 Application

The protective measures of obstacles and placing out of reach provide basic protection only. They are for application in installations, with or without fault protection, that are controlled or supervised by skilled persons.

The conditions of supervision under which the basic protective provisions of Section 417 may be applied as part of the protective measure are given in Regulation 410.3.5.

417.2 Obstacles

NOTE: Obstacles are intended to prevent unintentional contact with live parts but not intentional contact by deliberate circumvention of the obstacle.

417.2.1 Obstacles shall prevent:

- (i) unintentional bodily approach to live parts, and
- (ii) unintentional contact with live parts during the operation of live equipment in normal service.

417.2.2 An obstacle may be removed without the use of a key or tool but shall be secured so as to prevent unintentional removal.

417.3 Placing out of reach

NOTE: Protection by placing out of reach is intended only to prevent unintentional contact with live parts.

A bare or insulated overhead line for distribution between buildings and structures shall be installed to the standard required by the Electricity Safety, Quality and Continuity Regulations 2002.

417.3.1 Simultaneously accessible parts at different potentials shall not be within arm's reach.

A bare live part other than an overhead line shall not be within arm's reach or within 2.5 m of the following:

- (i) An exposed-conductive-part
- (ii) An extraneous-conductive-part
- (iii) A bare live part of any other circuit.

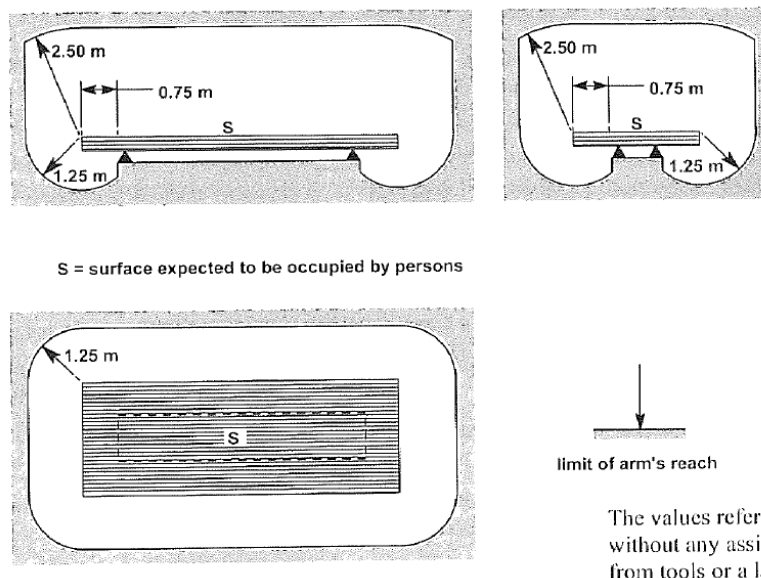
NOTE: Two parts are deemed to be simultaneously accessible if they are not more than 2.50 m apart (see Figure 417).

417.3.2 If a normally occupied position is restricted in the horizontal direction by an obstacle (e.g. handrail mesh screen) affording a degree of protection less than IPXXB or IP2X, arm's reach shall extend from that obstacle. In the overhead direction, arm's reach is 2.50 m from the surface, S, not taking into account any intermediate obstacle providing a degree of protection less than IPXXB.

NOTE: The values of arm's reach apply to contact directly with bare hands without assistance (e.g. tools or ladder).

417.3.3 In places where bulky or long conductive objects are normally handled, the distances required by Regulations 417.3.1 and 417.3.2 shall be increased, taking account of the relevant dimensions of those objects.

Fig 417 – Arm's reach



418 PROTECTIVE MEASURES FOR APPLICATION ONLY WHERE THE INSTALLATION IS CONTROLLED OR UNDER THE SUPERVISION OF SKILLED OR INSTRUCTED PERSONS

NOTE: The conditions of supervision under which the fault protective provisions of Section 418 may be applied as part of the protective measure are given in Regulation 410.3.6.

418.1 Non-conducting location

This method of protection is not recognised for general application.

NOTE: This protective measure is intended to prevent simultaneous contact with parts which may be at different potentials through failure of the basic insulation of live parts.

418.1.1 All electrical equipment shall comply with one of the provisions for basic protection described in Section 416.

418.1.2 Exposed-conductive-parts shall be arranged so that under ordinary circumstances persons will not come into simultaneous contact with:

- (i) two exposed-conductive-parts, or
- (ii) an exposed-conductive-part and any extraneous-conductive-part

if these parts are liable to be at different potentials through failure of the basic insulation of a live part.

418.1.3 In a non-conducting location there shall be no protective conductor.

418.1.4 Regulation 418.1.2 is fulfilled if the location has an insulating floor and walls and one or more of the following arrangements applies:

- (i) Relative spacing of exposed-conductive-parts and of extraneous-conductive-parts as well as spacing of exposed-conductive-parts

This spacing is sufficient if the distance between two parts is not less than 2.5 m; this distance may be reduced to 1.25 m outside the zone of arm's reach.

- (ii) Interposition of effective obstacles between exposed-conductive-parts and extraneous-conductive-parts

Such obstacles are sufficiently effective if they extend the distances to be surmounted to the values stated in point (i) above. They shall not be connected to Earth or to exposed-conductive-parts; as far as possible they shall be of insulating material.

- (iii) Insulation or insulating arrangements of extraneous-conductive-parts.

The insulation shall be of sufficient mechanical strength and be able to withstand a test voltage of at least 2 000 V. Leakage current shall not exceed 1 mA in normal conditions of use.

418.1.5 The resistance of insulating floors and walls at every point of measurement under the conditions specified in Part 6 shall be not less than:

- (i) 50 k Ω , where the nominal voltage of the installation does not exceed 500 V, or
- (ii) 100 k Ω , where the nominal voltage of the installation exceeds 500 V.

NOTE: If at any point the resistance is less than the specified value, the floors and walls are deemed to be extraneous-conductive-parts for the purposes of protection against electric shock.

418.1.6 The arrangements made shall be permanent and it shall not be possible to make them ineffective. The arrangements shall also ensure protection where the use of mobile equipment is envisaged.

NOTE: 1 Attention is drawn to the risk that, where electrical installations are not under effective supervision, further conductive parts may be introduced at a later date (e.g. mobile Class I equipment, or extraneous-conductive-parts such as metallic water pipes), which may invalidate compliance with Regulation 418.1.6.

NOTE: 2 It is essential to ensure that the insulation of floor and walls cannot be affected by humidity.

418.1.7 Precautions shall be taken to ensure that extraneous-conductive-parts cannot cause a potential to appear external to the location concerned.

422.3.1 Except for equipment for which an appropriate product standard specifies requirements, a luminaire shall be kept at an adequate distance from combustible materials. Unless otherwise recommended by the manufacturer, a small spotlight or projector shall be installed at the following minimum distance from combustible materials:


- (i) Rating up to 100 W 0.5 m
- (ii) Over 100 and up to 300 W 0.8 m
- (iii) Over 300 and up to 500 W 1.0 m

NOTE: A luminaire with a lamp that could eject flammable materials in case of failure should be constructed with a safety protective shield for the lamp in accordance with the manufacturer's instructions.

422.3.2 Measures shall be taken to prevent an enclosure of electrical equipment such as a heater or resistor from exceeding the following temperatures:

- (i) 90 °C under normal conditions, and
- (ii) 115 °C under fault conditions.

Where materials such as dust or fibres sufficient to cause a fire hazard could accumulate on an enclosure of electrical equipment, adequate measures shall be taken to prevent an enclosure of electrical equipment from exceeding the temperatures stated above.

NOTE: Luminaires marked  are designed to provide limited surface temperature.

422.3.3 Switchgear or controlgear shall be installed outside the location unless:

- (i) it is suitable for the location, or
- (ii) it is installed in an enclosure providing a degree of protection of at least IP4X or, in the presence of dust, IP5X.

422.3.4 A cable shall, as a minimum, satisfy the test under fire conditions specified in BS EN 60332-1-2.

A cable not completely embedded in non-combustible material such as plaster or concrete or otherwise protected from fire shall meet the flame propagation characteristics as specified in BS EN 60332-1-2.

A conduit system shall satisfy the test under fire conditions specified in BS EN 61386-1.

A cable trunking system or cable ducting system shall satisfy the test under fire conditions specified in BS EN 50085.

A cable tray system or cable ladder shall satisfy the test under fire conditions specified in BS EN 61537.

Precautions shall be taken such that the cable or wiring system cannot propagate flame.

Where the risk of flame propagation is high the cable shall meet the flame propagation characteristics specified in the appropriate part of the BS EN 50266 series.

NOTE: The risk of flame propagation can be high where cables are bunched or installed in long vertical runs.

422.3.5 A wiring system which passes through the location but is not intended to supply electrical equipment in the location shall:

- (i) meet the requirements of Regulation 422.3.4, and
- (ii) have no connection or joint within the location, unless the connection or joint is installed within an enclosure that does not adversely affect the flame propagation characteristics of the wiring system, and
- (iii) be protected against overcurrent in accordance with the requirements of Regulation 422.3.10, and
- (iv) not employ bare live conductors.

422.3.6 *Not used.*

422.3.7 A motor which is automatically or remotely controlled or which is not continuously supervised shall be protected against excessive temperature by a protective device with manual reset. A motor with star-delta starting shall be protected against excessive temperature in both the star and delta configurations.

422.3.8 Every luminaire shall:

- (i) be appropriate for the location, and
- (ii) be provided with an enclosure providing a degree of protection of at least IP5X, and
- (iii) have a limited surface temperature in accordance with BS EN 60598-2-24, and
- (iv) be of a type that prevents lamp components from falling from the luminaire.

422.4.5 Cables and cords shall comply with the requirements of BS EN 60332-1-2.

422.4.6 Conduit and trunking systems shall be in accordance with BS EN 61386-1 and BS EN 50085-1 respectively and shall meet the fire-resistance tests within these standards.

422.5 Fire propagating structures

The requirements of this regulation shall be applied in addition to those of Section 421 in locations where CB2 conditions exist.

CB2 conditions relate to the propagation of fire and exist where a building has a shape and dimensions which facilitate the spread of fire (e.g. chimney effect), such as high rise buildings or where a building has a forced ventilation system.

(Refer to Appendix 5.)

NOTE: Fire detectors may be provided which ensure the implementation of measures for preventing propagation of fire, for example, the closing of fire-proof shutters in ducts, troughs or trunking.

422.5.1 In structures where the shape and dimensions are such as will facilitate the spread of fire, precautions shall be taken to ensure that the electrical installation cannot propagate a fire (e.g. chimney effect).

422.6 Selection and erection of installations in locations of national, commercial, industrial or public significance

The requirements of Regulation 422.1 shall apply to locations that include buildings or rooms with assets of significant value. Examples include national monuments, museums and other public buildings. Buildings such as railway stations and airports are generally considered to be of public significance. Buildings or facilities such as laboratories, computer centres and certain industrial and storage facilities can be of commercial or industrial significance.

The following measures may be considered:

- (i) Installation of mineral insulated cables according to BS EN 60702
- (ii) Installation of cables with improved fire-resisting characteristics in case of a fire hazard
- (iii) Installation of cables in non-combustible solid walls, ceilings and floors
- (iv) Installation of cables in areas with constructional partitions having a fire-resisting capability for a time of 30 minutes or 90 minutes, the latter in locations housing staircases and needed for an emergency escape.

Where these measures are not practicable improved fire protection may be possible by the use of reactive fire protection systems.

423 PROTECTION AGAINST BURNS

423.1 Excepting equipment for which a Harmonized Standard specifies a limiting temperature, an accessible part of fixed electrical equipment within arm's reach shall not attain a temperature in excess of the appropriate limit stated in Table 42.1. Each such part of the fixed installation likely to attain under normal load conditions, even for a short period, a temperature exceeding the appropriate limit in Table 42.1 shall be guarded so as to prevent accidental contact.

TABLE 42.1
Temperature limit under normal load conditions for an
accessible part of equipment within arm's reach

Accessible part	Material of accessible surfaces	Maximum temperature (°C)
A hand-held part	Metallic	55
	Non-metallic	65
A part intended to be touched but not hand-held	Metallic	70
	Non-metallic	80
A part which need not be touched for normal operation	Metallic	80
	Non-metallic	90

$$t = \frac{k^2 S^2}{I^2}$$

where:

- t is the duration in seconds
- S is the cross-sectional area of conductor in mm²
- I is the effective fault current, in amperes, expressed for a.c. as the rms value, due account being taken of the current limiting effect of the circuit impedances
- k is a factor taking account of the resistivity, temperature coefficient and heat capacity of the conductor material, and the appropriate initial and final temperatures. For common materials, the values of k are shown in Table 43.1.

TABLE 43.1
Values of k for common materials, for calculation of the effects of fault current
for disconnection times up to 5 seconds

Conductor insulation	Thermoplastic				Thermosetting		Mineral insulated	
	90 °C		70 °C		90 °C	60 °C	Thermoplastic sheath	Bare (unsheathed)
Conductor cross-sectional area	≤ 300 mm ²	> 300 mm ²	≤ 300 mm ²	> 300 mm ²				
Initial temperature	90 °C		70 °C		90 °C	60 °C	70 °C	105 °C
Final temperature	160 °C	140 °C	160 °C	140 °C	250 °C	200 °C	160 °C	250 °C
Copper conductor	k = 100	k = 86	k = 115	k = 103	k = 143	k = 141	k = 115	k = 135/115 ^a
Aluminium conductor	k = 66	k = 57	k = 76	k = 68	k = 94	k = 93		
Tin soldered joints in copper conductors	k = 115	k = 115	k = 115	k = 115	k = 115	k = 115		

^a This value shall be used for bare cables exposed to touch.

NOTE 1: The rated current or current setting of the fault current protective device may be greater than the current-carrying capacity of the cable.

NOTE 2: Other values of k can be determined by reference to BS 7454.

434.5.3 For a busbar trunking system complying with BS EN 60439-2 or a powertrack system complying with BS EN 61534, one of the following requirements shall apply:

- (i) The rated short-time withstand current (I_{cw}) and the rated peak withstand current of a busbar trunking system or powertrack system shall be not lower than the rms value of the prospective fault current and the prospective fault peak current value, respectively. The maximum time for which the I_{cw} is defined for the busbar trunking system shall be greater than the maximum operating time of the protective device
- (ii) The rated conditional short-circuit current of the busbar trunking system or powertrack system associated with a specific protective device shall be not lower than the prospective fault current.

435 CO-ORDINATION OF OVERLOAD CURRENT AND FAULT CURRENT PROTECTION

435.1 Protection afforded by one device

A protective device providing protection against both overload current and fault current shall fulfil the requirements of the relevant regulations in Sections 433 and 434.

Except as required by Regulation 434.4 or 434.5.2, where an overload protective device complying with Regulation 433.1 is to provide fault current protection and has a rated short-circuit breaking capacity not less than the value of

Table 52.1 – Maximum operating temperatures for types of cable insulation

Type of insulation	Temperature limit ^a
Thermoplastic	70 °C at the conductor
Thermosetting	90 °C at the conductor ^b
Mineral (Thermoplastic covered or bare exposed to touch)	70 °C at the sheath
Mineral (bare not exposed to touch and not in contact with combustible material)	105 °C at the sheath ^{b, c}

^a The maximum permissible conductor temperatures given in Table 52.1 on which the tabulated current-carrying capacities given in Appendix 4 are based, have been taken from IEC 60502-1 and BS EN 60702-1 and are shown on these tables in Appendix 4.

^b Where a conductor operates at a temperature exceeding 70 °C it shall be ascertained that the equipment connected to the conductor is suitable for the resulting temperature at the connection.

^c For mineral insulated cables, higher operating temperatures may be permissible dependent upon the temperature rating of the cable, its terminations, the environmental conditions and other external influences.

NOTE: For the temperature limits for other types of insulation, refer to cable specification or manufacturer.

523.2 The requirement of Regulation 523.1 is considered to be satisfied if the current for non-sheathed and sheathed cables does not exceed the appropriate values selected from the tables of current-carrying capacity given in Appendix 4 with reference to Table 4A2, subject to any necessary rating factors.

NOTE: The current-carrying capacities given in the Tables are provided for guidance. It is recognised that there will be some tolerance in the current-carrying capacities depending on the environmental conditions and the precise construction of the cables.

523.3 The appropriate value of current-carrying capacity may also be determined as described in BS 7769 series (some parts of the BS 7769 series are now numbered BS IEC 60287 series, eventually all parts will be renumbered), or by test, or by calculation using a recognised method, provided that the method is stated. Where appropriate, account shall be taken of the characteristics of the load and, for buried cables, the effective thermal resistance of the soil.

523.4 The ambient temperature shall be considered to be the temperature of the surrounding medium when the non-sheathed or sheathed cable(s) under consideration are not loaded.

523.5 Groups containing more than one circuit

The group rating factors, see Tables 4C1 to 4C5 of Appendix 4, are applicable to groups of non-sheathed or sheathed cables having the same maximum operating temperature.

For groups containing non-sheathed or sheathed cables having different maximum operating temperatures, the current-carrying capacity of all the non-sheathed or sheathed cables in the group shall be based on the lowest maximum operating temperature of any cable in the group together with the appropriate group rating factor.

If, due to known operating conditions, a non-sheathed or sheathed cable is expected to carry a current not greater than 30 % of its grouped current-carrying capacity, it may be ignored for the purpose of obtaining the rating factor for the rest of the group.

523.6 Number of loaded conductors

523.6.1 The number of conductors to be considered in a circuit are those carrying load current. Where conductors in polyphase circuits carry balanced currents, the associated neutral conductor need not be taken into consideration. Under these conditions a four-core cable is given the same current-carrying capacity as a three-core cable having the same conductor cross-sectional area for each line conductor. The neutral conductor shall be considered as a loaded conductor in the case of the presence of third harmonic current or multiples of the third harmonic presenting a total harmonic distortion greater than 15% of the fundamental line current.

523.6.2 Where the neutral conductor in a multicore cable carries current as a result of an imbalance in the line currents, the temperature rise due to the neutral current is offset by the reduction in the heat generated by one or more of the line conductors. In this case the conductor size shall be chosen on the basis of the highest line current.

In all cases the neutral conductor shall have a cross-sectional area adequate to afford compliance with Regulation 523.1.

559.2 *Not used*

559.3 Outdoor installation

An outdoor installation comprises one or more luminaires, a wiring system and accessories.

The following are included:

- (i) Lighting installations such as those for roads, parks, car parks, gardens, places open to the public, sporting areas, illumination of monuments and floodlighting
- (ii) Other lighting arrangements in places such as telephone kiosks, bus shelters, advertising panels and town plans
- (iii) Road signs and road traffic signal systems.

The following are excluded:

- (iv) Equipment of the owner or operator of a system for distribution of electricity to the public
- (v) Temporary festoon lighting.

559.4 General requirements for installations

NOTE: See Table 55.2 for an explanation of the symbols used in luminaires, in control gear for luminaires and in the installation of luminaires.

559.4.1 Every luminaire shall comply with the relevant standard for manufacture and test of that luminaire and shall be selected and erected in accordance with the manufacturer's instructions.

559.4.2 For the purposes of this section, luminaires without transformers or convertors but which are fitted with extra-low voltage lamps connected in series shall be considered as low voltage equipment not extra-low voltage equipment.

559.4.3 Where a luminaire is installed in a pelmet, there shall be no adverse effects due to the presence or operation of curtains or blinds.

559.4.4 A track system for luminaires shall comply with the requirements of BS EN 60570.

559.5 Protection against fire

559.5.1 General

In the selection and erection of a luminaire the thermal effects of radiant and convected energy on the surroundings shall be taken into account, including:

- (i) the maximum permissible power dissipated by the lamps
- (ii) the fire-resistance of adjacent material
 - at the point of installation, and
 - in the thermally affected areas
- (iii) the minimum distance to combustible materials, including material in the path of a spotlight beam.

559.6 Wiring systems

559.6.1 Common rules

559.6.1.1 Connection to the fixed wiring

At each fixed lighting point one of the following shall be used:

- (i) A ceiling rose to BS 67
- (ii) A luminaire supporting coupler to BS 6972 or BS 7001
- (iii) A batten lampholder or a pendant set to BS EN 60598
- (iv) A luminaire to BS EN 60598
- (v) A suitable socket-outlet to BS 1363-2, BS 546 or BS EN 60309-2
- (vi) A plug-in lighting distribution unit to BS 5733
- (vii) A connection unit to BS 1363-4
- (viii) Appropriate terminals enclosed in a box complying with the relevant part of BS EN 60670 series or BS 4662
- (ix) A device for connecting a luminaire (DCL) outlet according to IEC 61995-1.

NOTE: In suspended ceilings one plug-in lighting distribution unit may be used for a number of luminaires.

559.7 Independent lamp controlgear, e.g. ballasts

Only independent lamp controlgear marked as suitable for independent use, according to the relevant standard, shall be used external to a luminaire.

Only the following are permitted to be mounted on flammable surfaces:

- (i) A "class P" thermally protected ballast(s)/transformer(s), marked with the symbol:



- (ii) A temperature declared thermally protected ballast(s)/transformer(s), marked with the symbol:



with a marked value equal to or below 130 °C.

NOTE: The generally recognised symbol is of an independent ballast of EN 60417:



559.8 Compensation capacitors

Compensation capacitors having a total capacitance exceeding 0.5 µF shall only be used in conjunction with discharge resistors. Capacitors and their marking shall be in accordance with BS EN 61048.

559.9 Stroboscopic effect

In the case of lighting for premises where machines with moving parts are in operation, consideration shall be given to stroboscopic effects which can give a misleading impression of moving parts being stationary. Such effects may be avoided by selecting luminaires with suitable lamp controlgear, such as high frequency controlgear, or by distributing lighting loads across all the phases of a three-phase supply.

559.10 Requirements for outdoor lighting installations, highway power supplies and street furniture

559.10.1 Protective measures: Placing out of reach and obstacles

The protective measures of placing out of reach and obstacles shall not be used.

Except where the maintenance of equipment is to be restricted to skilled persons who are specially trained, where items of street furniture are within 1.5 m of a low voltage overhead line, basic protection of the low voltage overhead line shall be provided by means other than placing out of reach.

559.10.2 Protective measures: Non-conducting location and earth-free local equipotential bonding

The protective measures non-conducting location and earth-free local equipotential bonding shall not be used.

559.10.3 Protective measure: Automatic disconnection of supply

559.10.3.1 Where the protective measure automatic disconnection of supply is used:

- (i) all live parts of electrical equipment shall be protected by insulation or by barriers or enclosures providing basic protection. A door in street furniture, used for access to electrical equipment, shall not be used as a barrier or an enclosure
- (ii) for every accessible enclosure live parts shall only be accessible with a key or a tool, unless the enclosure is in a location where only skilled or instructed persons have access
- (iii) a door giving access to electrical equipment and located less than 2.50 m above ground level shall be locked with a key or shall require the use of a tool for access. In addition, basic protection shall be provided when the door is open either by the use of equipment having at least a degree of protection of IP2X or IPXXB by construction or by installation, or by installing a barrier or an enclosure giving the same degree of protection
- (iv) for a luminaire at a height of less than 2.80 m above ground level, access to the light source shall only be possible after removing a barrier or an enclosure requiring the use of a tool
- (v) for an outdoor lighting installation, a metallic structure (such as a fence, grid etc.), which is in the proximity of but is not part of the outdoor lighting installation need not be connected to the main earthing terminal.

709.512.2.1.3 Presence of corrosive or polluting substances (AF)

Equipment installed on or above a jetty, wharf, pier or pontoon shall be suitable for use in the presence of atmospheric corrosive or polluting substances (AF2). If hydrocarbons are present, AF3 is applicable.

709.512.2.1.4 Impact (AG)

Equipment installed on or above a jetty, wharf, pier or pontoon shall be protected against mechanical damage (Impact of medium severity AG2). Protection shall be afforded by one or more of the following:

- (i) The position or location selected to avoid being damaged by any reasonably foreseeable impact
- (ii) The provision of local or general mechanical protection
- (iii) Installing equipment complying with a minimum degree of protection for external mechanical impact IK08 (see BS EN 62262).

709.521 Types of wiring system

709.521.1 Wiring systems of marinas

709.521.1.4 The following wiring systems are suitable for distribution circuits of marinas:

- (i) Underground cables
- (ii) Overhead cables or overhead insulated conductors
- (iii) Cables with copper conductors and thermoplastic or elastomeric insulation and sheath installed within an appropriate cable management system taking into account external influences such as movement, impact, corrosion and ambient temperature
- (iv) Mineral-insulated cables with a PVC protective covering
- (v) Cables with armouring and serving of thermoplastic or elastomeric material
- (vi) Other cables and materials that are no less suitable than those listed above.

709.521.1.5 The following wiring systems shall not be used on or above a jetty, wharf, pier or pontoon:

- (i) Cables in free air suspended from or incorporating a support wire, e.g. as installation methods Nos. 35 and 36 in Table 4A2
- (ii) Non-sheathed cables in conduit, trunking etc., e.g. as installation methods Nos. 4 and 6 in Table 4A2
- (iii) Cables with aluminium conductors
- (iv) Mineral insulated cables.

709.521.1.6 Cables shall be selected and installed so that mechanical damage due to tidal and other movement of floating structures is prevented.

Cable management systems shall be installed to allow the drainage of water by drainage holes and/or installation of the equipment on an incline.

709.521.1.7 Underground cables

Underground distribution cables shall, unless provided with additional mechanical protection, be buried at a sufficient depth to avoid being damaged, e.g. by heavy vehicle movement.

NOTE: A depth of 0.5 m is generally considered as a minimum depth to fulfil this requirement.

709.521.1.8 Overhead cables or overhead insulated conductors

All overhead conductors shall be insulated.

Poles and other supports for overhead wiring shall be located or protected so that they are unlikely to be damaged by any foreseeable vehicle movement.

Overhead conductors shall be at a height above ground of not less than 6 m in all areas subjected to vehicle movement and 3.5 m in all other areas.

709.531 Devices for fault protection by automatic disconnection of supply

709.531.2 RCDs

Socket-outlets shall be protected individually by an RCD having the characteristics specified in Regulation 415.1.1. Devices selected shall disconnect all poles, including the neutral.

Final circuits intended for fixed connection for the supply to houseboats shall be protected individually by an RCD having the characteristics specified in Regulation 415.1.1. The device selected shall disconnect all poles, including the neutral.

附錄C-5

Development Near Overhead Lines

Development Near Overhead Lines

S14 Power lines: facts on EMFs

1 Terminology

This paper (and all SAGE work) distinguishes “overhead line” and “underground cable”. “Line” and “cable” used on their own should usually be understood as “overhead” and “underground” respectively and a “power line” should similarly be understood to be overhead.

An overhead line is hung from “wooden poles” or “pylons”. “Pole” used on its own would mean a wooden pole. A “pylon” is a lattice steel structure. The electricity industry uses the term “tower” synonymously for what is commonly referred to as a “pylon”; this paper uses the better understood term “pylon” but occasionally a “tower” may be encountered in existing literature.

The length of line between two adjacent poles or pylons is a “span”. The height of the lowest part of the span (ie the lowest conductors at the lowest point of their sag) is the “clearance” or “ground clearance”.

Distinctions such as “high voltage” v. “low voltage” and “transmission” v. “distribution” are always difficult and have no universal definition, despite what some people will insist. Broadly, in the context of this paper, in the UK, 400 kV and 275 kV overhead lines and underground cables are clearly “transmission” or “high voltage”. 400 V, 11 kV, 33 kV (and the less common voltages 22 kV and 66 kV) are almost always “distribution” and are usually “low voltage”. 132 kV, unfortunately, can be either.

A “grantor” is a person (or company or public authority) who owns land over which an overhead line passes (the overhead line “oversails” the land) including land where a pole or pylon is. The line is present by means of a legal agreement (wayleave or easement, explained in

Supporting Paper S16).

Therefore, the landowner who grants this agreement for the line is the “grantor”.

2 Lengths of power lines in the UK

The last year for which statistics collated across the UK are readily available is 1989, the last year of the nationalised industry. For that year, Table 5.1 gives the figures:

Table 5.1: lengths of electricity lines and underground cables in 1989 in England and Wales

Voltage	Circuit km		Route km	
	Overhead	Underground	Overhead	Underground
400 kV	9520	303	5258	160
275 kV	3626	444	1584	433
132 kV	16927	2558		
66 kV	3289	1137		
33 kV	22213	13137		
22 kV	5576	2541		
11 kV	131913	95170		
other over 650 V	2059	16442		
under 650 V (ie mainly 400 V distribution)	63278	245541		

These figures are for England and Wales. Figures for Scotland are available but have not been included here.

The majority of these figures are for “circuit km”. As many lines, particularly at the higher voltages, comprise two circuits on the same pylons or poles, the “route km” are smaller, but the more useful “route km” figures are, unfortunately, not so readily available. The ratio of (circuit km)/(route km) for the National Grid is 1.9 and is assumed to be less at lower voltages.

附錄C-6

Power Lines and Property, Wiring in Homes, and Electrical Equipment in Homes

5.4 The best-available option for obtaining significant exposure Reduction

To reduce exposures significantly, beyond what the two options described in Section 5.3 would achieve, we have identified a range of variants of an option regarding physical separation of buildings from power lines.

Beyond our two recommendations, we urge Government to make a clear decision either to implement or not to implement one of the variants of this option. We have not identified any realistic alternative choices.

This range of options is shown in Table 5.1 (below).

Table 5.1

	Precautionary Action	Implementation	Characteristics
Range of options with increasing precaution	Do nothing; no change to existing situation	No legislation, regulation or voluntary codes needed	<ul style="list-style-type: none"> ● No cost ● Likely continuing dispute ● Potential political fallout and unrest ● No reduction in exposure levels
	Provide information	No legislation or regulation needed	<ul style="list-style-type: none"> ● Demonstrates acceptance of desirability of reducing exposures ● Enables people to make a choice ● Could either allay or increase public concern ● Low cost ● Does nothing directly to reduce exposures
	No new overhead lines built close to existing buildings (eg within 60 m)	Voluntary code by industry	<ul style="list-style-type: none"> ● Demonstrates acceptance of precautionary principle by industry ● Starts to reduce new exposures (but not by much in practice as voluntary action likely to be limited) ● Significant cost ● Not enforceable ● Development still happens close to lines
		DTI policy	<ul style="list-style-type: none"> ● Demonstrates acceptance of precautionary principle by Government ● Largely enforceable but with some flexibility
		DTI regulation or legislation	<ul style="list-style-type: none"> ● Enforceable with no flexibility
	No new land allocated for residential development in local plans	DCLG (formerly ODPM) Planning Guidance	<ul style="list-style-type: none"> ● Costs lower than next option because less land affected. ● Benefits lower than next option because less land affected.
	No new residential build close to existing lines (eg within 60 m)	DCLG (formerly ODPM) Planning Guidance	<ul style="list-style-type: none"> ● Starts to reduce new exposures ● Takes land out of residential use ● Significant compensation costs ● Largely enforceable with some flexibility ● Likely legal challenges by developers

	Combination of no new lines and no new residential build close to each other (eg within 60 m)	DTI policy plus DCLG (formerly ODPM) planning guidance	<ul style="list-style-type: none"> ● Takes land out of residential use ● Significant compensation costs ● Largely enforceable with some flexibility ● Likely legal challenges by developers ● Reduces both sorts of new exposure but does not address existing situations
	Combination of no new lines and no new residential build close to each other (eg within 60 m), but extended to some non-residential buildings, eg schools	DTI policy plus DCLG (formerly ODPM) planning guidance	<ul style="list-style-type: none"> ● Takes land out of residential use ● Significant compensation costs ● Largely enforceable with some flexibility ● Likely legal challenges by developers ● Extends precaution beyond the home ● Raised concern about existing schools close to lines ● Reduces both sorts of new exposure but does not address existing situations
	As previous row plus taking action on existing homes close to lines as well	Legislation	<ul style="list-style-type: none"> ● Compulsory eviction and/or demolition of properties ● Very large costs and public disturbance ● Reduction in present exposure
	Any of above extended to larger distances, eg 200 m or 600 m	As above	As above but <ul style="list-style-type: none"> ● To greater extent ● Larger fraction of the situations producing exposure addressed

We have identified from this range the following option (the “corridors for new build” option) as the best available precautionary intervention for obtaining significant reduction in exposures from power lines. This is the shaded option in the table.

We describe this option here, then in the next section we discuss whether or not it is sufficiently attractive to be implemented. Please note that the description of how the option could be implemented and its consequences must not be taken to carry any implication either way as to whether it should be implemented; our conclusion on that is in Section 5.5.

In summary, the option is to stop building any new buildings for residential use (and some other uses including schools) within specified distances of overhead power lines, and to stop building new overhead power lines within the same specified distances of existing such buildings.

It avoids future exposure that would otherwise occur, but does not reduce present exposures. It therefore makes a difference to the situations we

identified as “new lines, existing homes” and “existing lines, new homes”, but does not make a difference to “existing homes, existing lines”.

We considered the alternative of expressing the restriction in terms of the magnetic field rather than the distance from the power line (see Supporting Paper S20). This would relate more directly to the health evidence, but would cause immense problems to implement in practice. We recognise views either way, but overall, for practical reasons, we consider any restriction is best expressed in terms of a distance derived from the field.

We consider the distances concerned should be:

Voltage of line	Horizontal distance at ground level from centerline to nearest part of building
275 kV and 400 kV	60 m
66 kV, 110 kV and 132 kV	30 m
6.6 kV, 11 kV, 22 kV and 33 kV*	Provisionally, no restriction (see Supporting Paper S20 for an explanation of this)
400 V	No restriction

It would be possible to choose larger distances, providing greater protection against any possible health effect but at increasing cost, or smaller distances, providing lesser protection but at less cost. (Even a distance which would remove all homes from a level of 0.4 μ T would not necessarily remove all possible risk, as this is not a precise threshold.) We consider that, if this option were to be implemented, the distances we have given are the optimum, but in Supporting Paper S20 we provide information to allow alternatives to be assessed.

A variant of the option would be simply to prevent any new land (within the same distances) being allocated in Local Plans for residential development; we discuss this in Supporting Paper S19 Section 1.3.

If underground cables were used instead, there would need to be an equivalent distance, smaller than for overhead lines, but this would need to be calculated on a case-by-case basis. For cables sufficiently deep, no restriction would be needed.

The buildings affected would be, in essence: residential dwellings; schools (for children up to age 15), other childcare facilities where children spend a substantial fraction of the week; hotels and the like; and holiday facilities. In formal terms, these would be defined in terms of the Town & Country Planning (Use Classes) Order 1987 as Classes C1, C2, C3, and D1 (ideally parts b and c only)¹, plus any “sui generis uses” (a defined term in the Order) that meet the broad objective.

The justification for this selection of buildings, given in detail in Supporting Paper S3, relates to the epidemiological evidence. The aim is to include buildings where people spend long periods of time, using overnight stays as an indicator of this. For children, where there is the greatest priority for protection, the net is cast wider, and hence schools etc are included. For adults, the restrictions are more relaxed, hence workplaces are not included. The Use Classes used in planning law do not correspond exactly to the uses we would ideally define (see Supporting Paper S3), but we consider that using these existing definitions is nonetheless the best approach.

附錄 D

日本地區相關資料原文

附錄 D-1

日本東京電力公司

附錄 D-2

日本九州電力株式会社

附錄 D-3

電氣事業法

附錄 D-4

道路法

附錄 D-5

無電柱化推進計画

附錄 D-6

日本東京電力公司之配電線の地中化率、配電線の長さ

附錄 D-7

沖縄ブロックにおける無電柱化計画について

附錄 D-8

東京都道路占用許可標準

附錄 D-9

東京附近城市道路占用許可標準

附錄 D-10

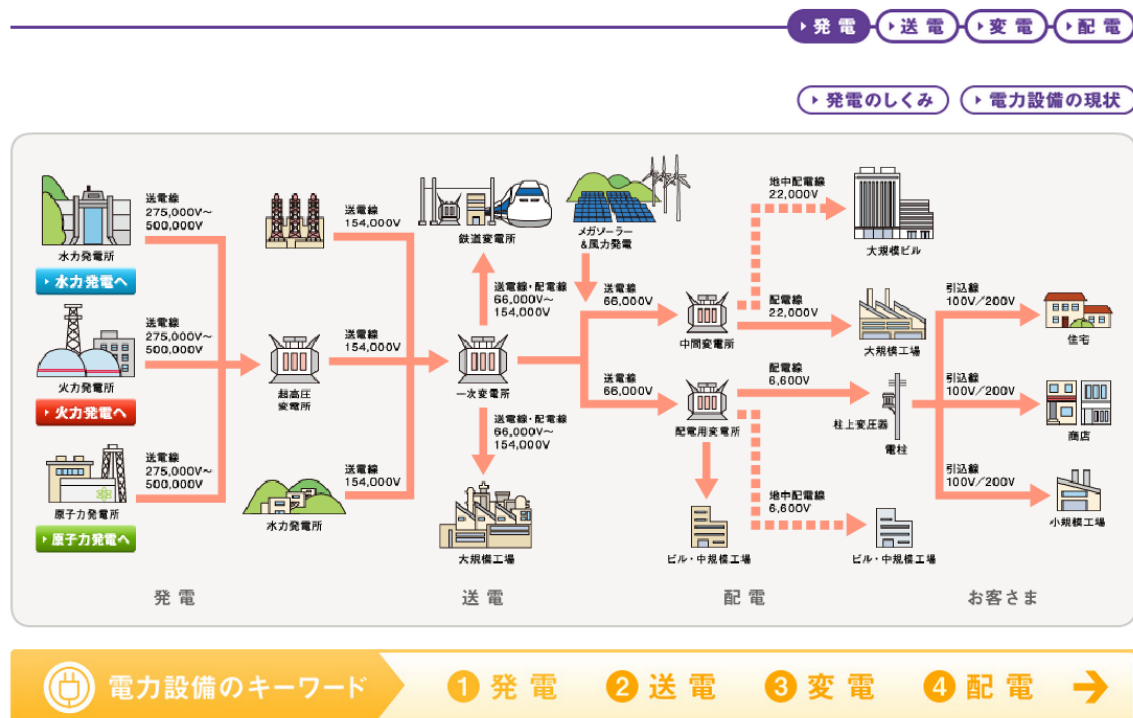
中電附近城市道路占用許可標準

附錄D-1

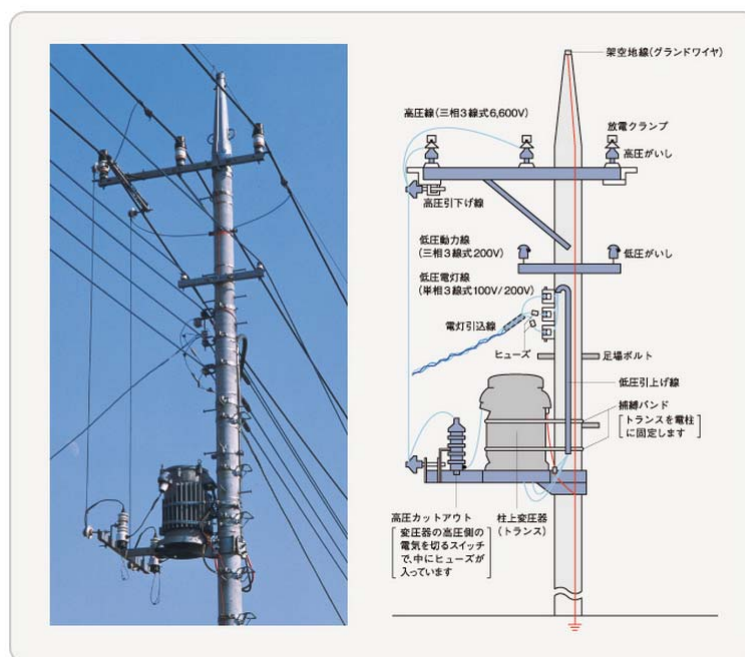
日本東京電力公司

東京電力公司電力系統圖

電気をお客さまのもとへお届けするまで(発電)



配電柱のしくみ



流通設備計画ルール

3.4 配電系統

3.4.1 電圧及び方式

- ・ 22kV 配電線の電圧および方式の標準は、22kV 三相三線式(中性点抵抗接地方式)とする。
- ・ 高圧配電線の電圧及び方式の標準は、6.6kV 三相三線式(非接地方式)とする。

事業所等一覧

事業所等一覧



東京電力の支店・営業所を都道府県別にお調べいただけます。まず、お調べになりたい都県を選択してください。

- ▶ 東京都
- ▶ 神奈川県
- ▶ 埼玉県
- ▶ 千葉県
- ▶ 栃木県
- ▶ 群馬県
- ▶ 茨城県
- ▶ 山梨県
- ▶ 静岡県
- ▶ [電気工事店さま用の事業所検索はこちらから](#)

■ 平成25年5月13日(月)より、事業所の窓口営業時間を16時までとさせていただいております。ご不便をおかけいたしますが、ご理解賜りますようお願い申し上げます。

■ 以下の窓口については、平成25年6月28日をもちまして廃止いたしました。
茨城県

- ・日立営業センター:お支払い窓口、低圧新增設のお申し込み窓口
- ・鹿島営業センター:お支払い窓口、低圧新增設のお申し込み窓口

■ 以下の窓口については、平成25年5月10日をもちまして廃止いたしました。
東京都

- ・渋谷支社:お支払い窓口
- ・銀座支社:お支払い窓口、低圧新增設のお申し込み窓口
- ・新宿支社:低圧新增設のお申し込み窓口
- ・大塚支社:お支払い窓口

※ 銀座支社・新宿支社における事前協議(低圧・高圧)は継続して行います。

※ 上記の各支社における高圧(自家用)受付は継続して行います。

神奈川県

- ・川崎支社:お支払い窓口、低圧新增設のお申し込み窓口
- ・中山営業センター:お支払い窓口、低圧新增設のお申し込み窓口
- ・中宮営業センター:お支払い窓口、低圧新增設のお申し込み窓口
- ・大和営業センター:お支払い窓口、低圧新增設のお申し込み窓口
- ・厚木営業センター:お支払い窓口、低圧新增設のお申し込み窓口
- ・小田原支社:お支払い窓口、低圧新增設のお申し込み窓口

※ 川崎支社・小田原支社における高圧(自家用)受付は継続して行います。

静岡県

- ・下田営業センター:お支払い窓口



配電設備一覧表

配電設備一覧表（平成24年3月末現在）

●電線(km)

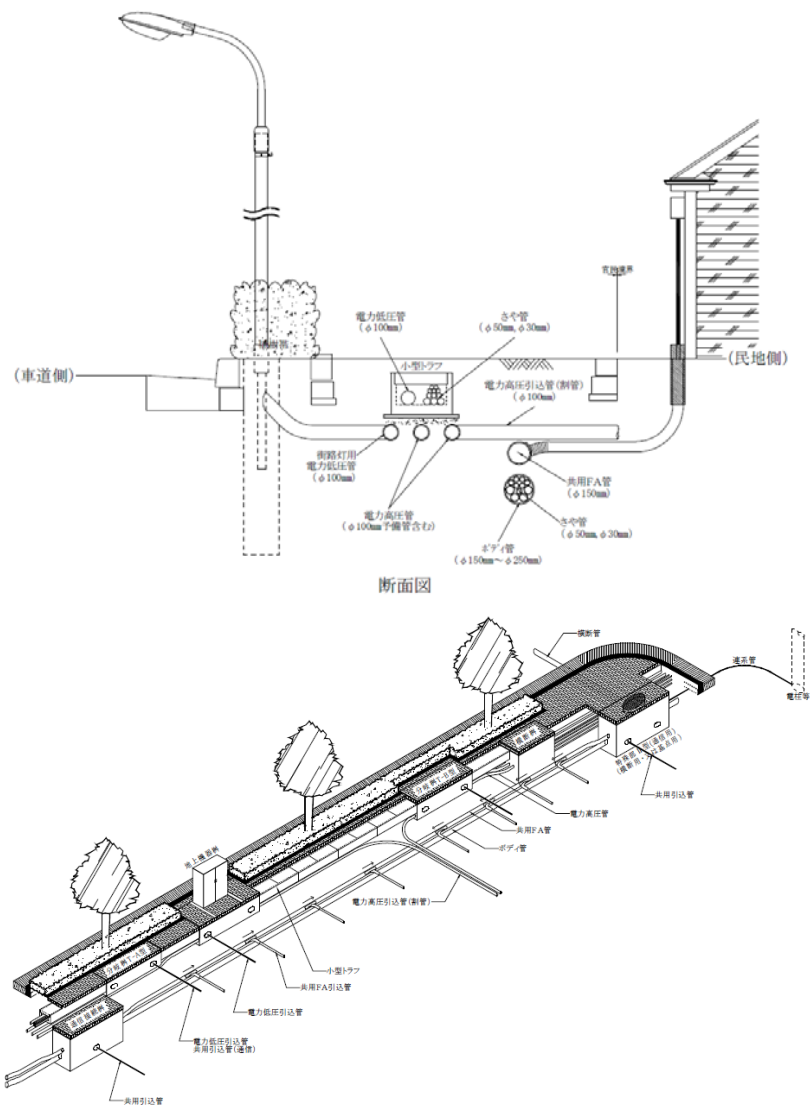
	架空		地中		合計	
	こう長	延長	こう長	延長	こう長	延長
高圧	144,148	440,979	17,544	30,017	161,692	470,996
低圧	189,826	567,397	1,295	2,791	191,121	570,188
計	333,974	1,008,376	18,839	32,808	352,813	1,041,184

(注1) こう長とは線路の2点間の長さ(支持物間の水平距離など)の合計をいい、延長とは線路で使用している電線・ケーブルの長さの合計です。
(注2) 四捨五入の関係で数値が合わない場合があります。

●変圧器・支持物(電柱など)・引込線

	変圧器			支持物数(基)					引込線(口) (含・地中)
	架空	地中	計	鉄塔	コンクリート柱	鉄柱	木柱	計	
個数	2,156,424	270,777	2,427,201	63	5,732,220	86,883	14,349	5,833,515	20,066,345
総容量(kVA)	67,677,230.5	25,277,000.0	92,954,230.5						

東京都電線共同溝整備マニュアル



附錄D-2

日本九州電力公司

配電設備計画基準

3 設備計画の前提条件

3.1 電圧および配電方式

配電系統の電圧および配電方式は、第1表を標準とする。

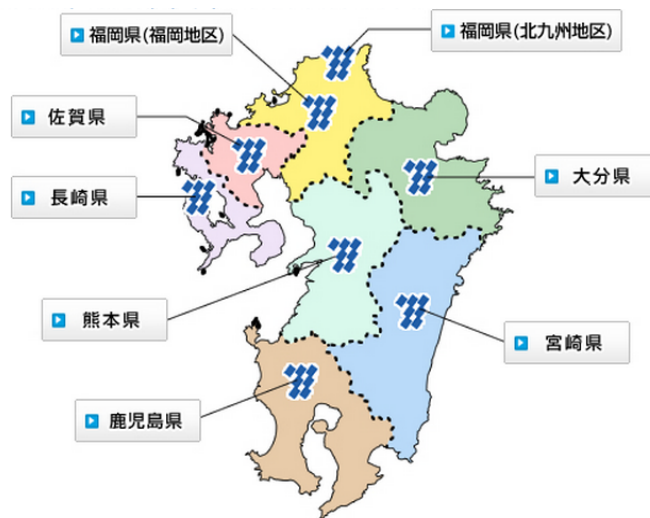
【第1表 電圧および配電方式】

系 統	区 分	公称電圧	配 電 方 式	周波数
22kV 配電系統	地 中	22kV	3 相 3 線式 抵抗接地方式	60Hz
	架 空	22kV	3 相 3 線式 非接地方式	
6kV 配電系統	地中／架空	6kV	3 相 3 線式 非接地方式	
低圧配電系統	電 灯	100V/200V	単相 3 線式	
		100V	単相 2 線式	
	電 力	200V	単相 2 線式または 3 相 3 線式	
	灯動共用	100V/200V	3 相 4 線式	

営業所お問い合わせ先一覧

九州電力では、電気に関するお問い合わせをはじめ、オール電化のご相談、九州電力やホームページに対するご意見など、各種承っております。お近くの九州電力営業所まで、お気軽にお問い合わせください。

以下より、お住まいの県（地区）をクリックしてください。



供給設備データ（平成25年3月31日現在）

供給設備	箇所数	設備量
水力発電	142 ヶ所	358.2 万 kW
火力発電	9 ヶ所	1,068.0 万 kW
内燃力発電（ガスタービン含む）	34 ヶ所	39.9 万 kW
原子力発電	2 ヶ所	525.8 万 kW
風力発電	2 ヶ所	0.3 万 kW
太陽光発電	1 ヶ所	0.3 万 kW
地熱発電（バイナリー含む）	6 ヶ所	21.2 万 kW
自社計	196 ヶ所	2,013.7 万 kW
他社計	-	299.6 万 kW
発電設備合計	-	2,313.2 万 kW

系統計画策定基準

6.8 送電線ルート

一、架空送電線ルート選定で考慮する事項

(1) 将来の見通し

(a) 将来の系統構成

送電線は一旦建設すると長期に亘って使用することとなるため、手戻りを回避する観点から将来の系統構成を考慮

(b) 需要分布の動向

(2) 用地・環境面

(a) 自然条件

- ・各種規制（自然公園法、河川法、森林法など）
- ・自然公園、名勝地などの自然景観
- ・貴重な動植物の生息地 など

(b) 社会環境との調和

- ・各種規制（航空法、道路法、景観法、農地法など）
- ・人家、公共施設、文化財、史跡
- ・地域開発構想
- ・通信線に対する電磁・静電誘導障害、風音障害 など

(c) 用地取得の難易性

- (a) ・土地開発状況などの用地事情 など

(d) 各種災害の影響

- ・断層、地すべり、山くずれ、急峻な斜面、軟弱地盤 など

(3) 工事・保守面

(a) 工事・保守の難易性

- ・資材運搬や架線工事に必要なドラム場、エンジン場の設置箇所などの施工面
- ・長径間箇所や重要物横断箇所などの特殊箇所（故障時の対応面を考慮）など

(4) 経済性

建設工事費 など

二、地中送電線ルート選定で考慮する事項

架空送電線の諸条件に加え、以下の事項なども考慮する。

(1) 都市計画などとの整合

都市計画、道路調整計画、共同溝整備計画 など

(2) 技術面

(a) 同一ルートに施設された他の地中送電線の送電容量への影響

他の地中送電線と同一ルートに施設する場合は、現地の土壌熱抵抗測定を実施し、他の地中送電線の送電容量への影響評価及び必要な送電容量の確保が可能な送電線サイズなどについて検討 など

(3) 先行実施

将来、必要な時期に再掘削が困難な場合や共同溝路線の指定を受けているもの など

附錄D-3

電氣事業法

電氣事業法

第一章 總則

第1條 目的

この法律は、電氣事業の運営を適正かつ合理的ならしめることによつて、電氣の使用者の利益を保護し、及び電氣事業の健全な発達を図るとともに、電氣工作物の工事、維持及び運用を規制することによつて、公共の安全を確保し、及び環境の保全を図ることを目的とする。

第 65 條 公共用の土地の使用

電氣事業者又は卸供給事業者は、道路、橋、溝、河川、堤防その他公共の用に供せられる土地に電氣事業又は卸供給を行う事業の用に供する電線路を設置する必要があるときは、その効用を妨げない限度において、その管理者の許可を受けて、これを使用することができる。

附錄D-4

道路法

道路法

第一章 總則

第1條 目的

この法律は、道路網の整備を図るため、道路に関して、路線の指定及び認定、管理、構造、保全、費用の負担区分等に関する事項を定め、もつて交通の発達に寄与し、公共の福祉を増進することを目的とする。

第32條第1項 道路の占用

道路に次の各号のいずれかに掲げる工作物、物件又は施設を設け、繼續して道路を使用しようとする場合においては、道路管理者の許可を受けなければならない。

- 一 電柱、電線、変圧塔、郵便差出箱、公衆電話所、広告塔その他これらに類する工作物
- 二 水管、下水道管、ガス管その他これらに類する物件
- 三 鉄道、軌道その他これらに類する施設
- 四 歩廊、雪よけその他これらに類する施設
- 五 地下街、地下室、通路、浄化槽その他これらに類する施設
- 六 露店、商品置場その他これらに類する施設
- 七 前各号に掲げるものを除く外、道路の構造又は交通に支障を及ぼす虞のある工作物、物件又は施設で政令で定めるものの。

附錄D-5

無電柱化推進計画

無電柱化推進計画

二、無電柱化の基本的な考え方

無電柱化は、安全で快適な通行空間の確保、都市景観の向上、都市災害の防止、情報通信ネットワークの信頼性の向上、観光振興、地域活性化等の観点からその必要性及び整備効果は大きく、一層の推進が強く要請されている

三、無電柱化対象の考え方

(2) 無電柱化実施個所の選定

無電柱化実施個所の選定にあたっては、基本的方針に沿って、以下の要件を総合的に勘案し、必要性及び整備効果の高い箇所を選定するものとする。

(a) 路線要件

不特定多数の歩行者や自動車の利用頻度の高い、地域の骨格となる幹線道路及び主要な非幹線道路の無電柱化を重点的に実施するものとする。

(b) 用途要件

商業地域、近隣商業地域、住居系地域において引き続き無電柱化を実施するほか、歴史的街並みの保全が特に必要な地区等においても実施するものとする。

(c) 関連事業要件

土地区画整理事業、市街地再開発事業、バリアフリー化事業等、他の関連事業と併せた無電柱化を重点的に実施するものとする。

(d) 沿道要件

地域の景観改善への取り組み、電力・通信の需要の観点に配慮して無電柱化を実施するものとする。

東京都無電柱化方針

二、都道の無電柱化状況

都道の無電柱化状況は、次ページの「都道の無電柱化マップ」のとおりで、地中化率は、平成18年度末現在で25%である。

都道の地中化率

区分	整備対象延長	整備済延長	地中化率
区部	1,288 km	498 km	39 %

五、都道の無電柱化方針

(2) 都市計画道路として完成している都道の優先無電柱化区間

都市計画道路として完成している都道及び都市計画道路外の都道については、無電柱化の目的を踏まえ、下記の区間を優先して無電柱化を進める。

- (a) センター・コア・エリア内
- (b) オリンピック関連施設周辺
- (c) 利用者の多い主要駅周辺
- (d) 緊急輸送道路
- (e) 道路修景事業などの施行箇所
- (f) 区市町村の無電柱化との連携箇所

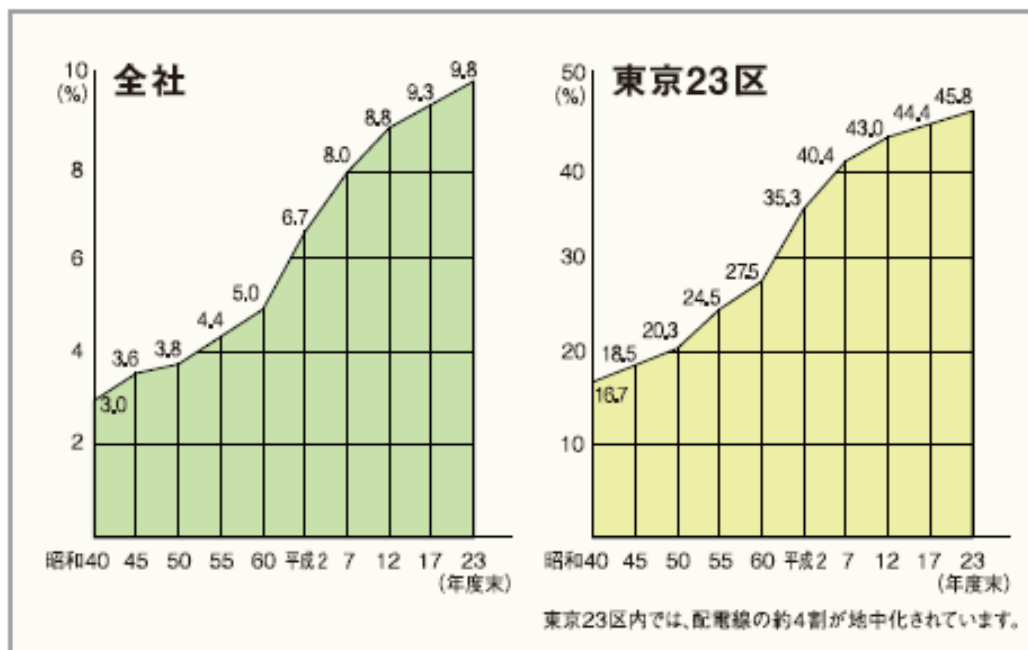
ただし、上記の箇所であっても、歩道幅員が2.5m未満の都道については、無電柱化が技術的に難しいため、よりコンパクト化可能な技術の開発を待って無電柱化を進める。

附録D-6

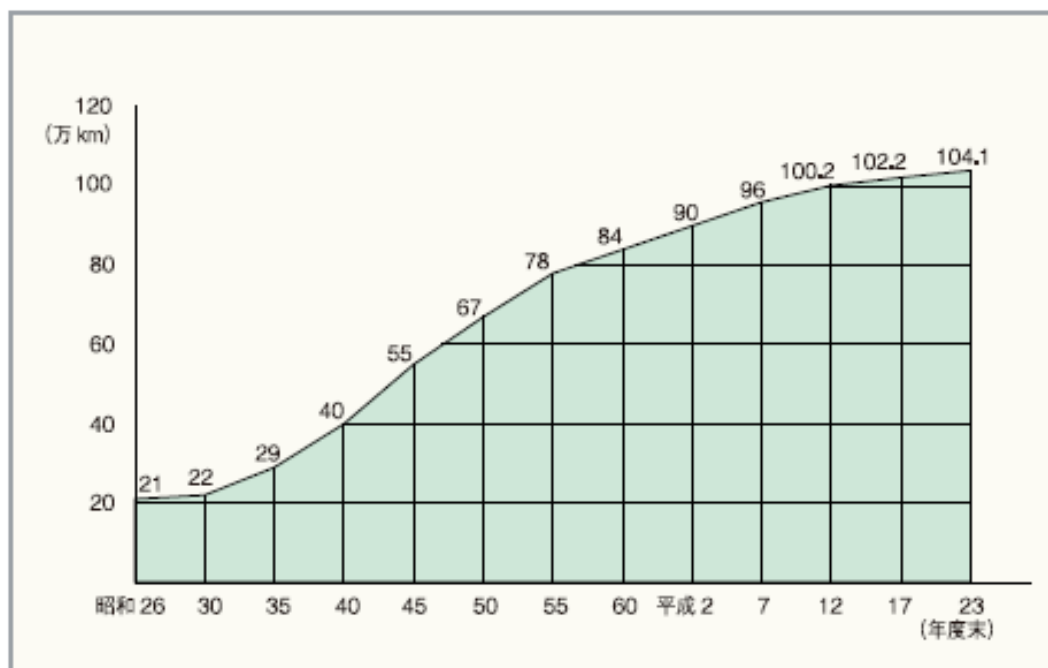
日本東京電力公司之配電線の地中化
率、配電線の長さ

日本東京電力公司之配電線の地中化率、配電線の長さ

配電線の地中化率



配電線の長さ(電線延長)



附録D-7

沖縄ブロックにおける無電柱化計画 について

沖縄ブロックにおける無電柱化計画について

2・第6期計画の策定状況

(1) 計画策定上の条件

①、電線共同溝整備事業は道路管理者、沿道自治体、電線管理者の合意が不可欠である。

②、電線共同溝整備事業は、道路片側1km当たり、約6億円の費用が必要で、内約2億7千万(約45%)は電線管理者の負担となる。

3・計画策定上の課題

(2) 沿道自治体による引込設備の費用負担

第6期計画からは沿道自治体にも費用負担して欲しいとの電線管理者の要望が出されている。

なお引込設備とは電線共同溝から、住宅等への引込配線等の設備で道路敷地外に設置される部分

4・課題に対する対応策

③、第6期計画に載らなかった路線については沖縄県が要請者負担方式で可能な限り実施するよう調整を図った。なお要請者負担方式とは協議会の合意路線以外で無電柱化を実施する場合に用いる手法で原則として費用は全額要請者が負担する。

電線共同溝整備費[600]						[百万円/km・片側当り]
電線共同溝本体 [350]		トランス・電線等 [210]	民地内引込設備 [5]		電柱・架線撤去 (仮移設含む) [35]	
道路管理者 [330]	電線管理者 [20]	電線管理者 [2.5]	電線管理者 [2.5]	沿道自治体 [2.5]	電線管理者	
国補助 [165]	道路管理者 [165]					

表－3 第6期の電線共同溝整備費の概算内訳

道路管理者[330](55%)
電線管理者[267.5](44.5%)
沿道自治体[2.5](0.5%)

附錄D-8

東京都道路占用許可標準

東京都道路占用規則

第一 通則

一、占用の場所については、別に定めるもののほか、次の各号に掲げるところによらなければならない。

- (1) 路面に接して設ける占用物件は、歩道を有する道路においては、原則として、歩道内の車道寄りとし、歩道を有しない道路においては、路端寄りとすること。
- (2) 歩道上に設けるものにあつては、その有効幅員の三分の二以上、かつ、一・五メートル以上の余地が確保されていること。
- (3) 原則として、次に掲げる場所でないこと。ただし、電柱、電話柱、交通信号機、道路標識、消火栓標識、危険防止用構台、アーケード、公衆用ごみ容器、すいがら入れ及び路下に設ける物件については、この限りでない。
 - (a) 横断歩道、消火栓、街角、交通信号機、道路標識、消火栓標識の前後それぞれ五メートルの区域内
 - (b) 横断歩道橋の昇り口、地下横断通路及び地下鉄の出入口の手前五メートルの区域内
 - (c) バス停留所、橋、トンネル、踏切道の前後それぞれ十メートルの区域内

第二 細則

一、電柱等の占用

電柱、電話柱等の占用については、次の各号に掲げるところによらなければならない。

- (1) 道路幅員十メートル以内の歩道を有しない道路において

は、片側(占有者ごとに一側ではなく、電柱、電話柱等はすべて同一路線上の片側とする。)に設けること。

- (2) 道路の立体交差部分に設けないこと。ただし、甲道路に対して乙道路が伏せ越し(アンダー・パス)する場合の甲道路及び高架道路と並行する高架道路下においては、この限りでない。
- (3) 原則として、この基準の施行日から六か月を経過した日以降に新設された主要幹線道路には、設けないこと。
- (4) 同一路線に電柱、電話柱等を設ける場合は、原則として共架とすること。

三、電線等の占用

電柱等に架設する電線等の占用については、次の各号に掲げるところによらなければならない。

- (1) 電線等の高さは、原則として、車道においては路面から五メートル以上、歩道においては三メートル以上とすること。ただし、街路樹の上空にあつては、街路樹に支障とならない高さが確保されるものであること。
- (2) 高架道路と並行する高架下道路及び両側に電柱等が設けられている道路にあつては、道路を横断して架設しないこと。ただし、横断して架設することがやむを得ないと認められる場合は、原則として、既設の横断箇所とすること。
- (3) 道路を横断して架設する場合は、原則として、道路の方向に対して直角に横断すること。
- (4) 高層建築物等によるテレビジョン放送の受信障害を解消

するための電線及びCATV(コモン・アンテナ・テレビジョン)並びに有線音楽放送業務のための電線を架設するための柱は、原則として、設けないこと。

四、変圧塔等の占用

送、配電用変圧塔又は配電箱等の占用については、次の各号に掲げるところによらなければならない。

- (1) 歩道又は道路広場、橋下等の道路の有効幅員外に設けること。
- (2) 長軸を道路の方向と平行に設けること。
- (3) 歩道に設ける場合は、次のとおりとすること

歩道の幅員	長軸の長さ	短軸の長さ	高さ
四・五メートル以上	一・六メートル以下	一・一メートル以下	二・五メートル以下
三・五メートル以上	一・三メートル以下	〇・八メートル以下	二・五メートル以下
三・五メートル未満	一・一メートル以下	〇・四五メートル以下	一・五メートル以下

附錄D-9

東京附近城市道路占用許可標準

東京附近城市道路占用許可標準

第1号物件 一柱類一

電柱・電話柱（支線、支線柱を含む。）

（方針）

公益上やむを得ない場合に限り認めることができるが、次の各項に該当する場合に限る。

- 1 道路敷地以外に適当な場所がなく やむを得ない場合に限り認めることができる。
- 2 電柱を新設又は建替えする場合において 他の柱に共架することができる場合には、単独柱の占用は認めない。
- 3 既成市街地外の新設又は改築バイパスについては 道路敷地外に余地があると認められるから、道路敷地外に設けるよう指導するものとする。
- 4 市街地で電線類の地中化が可能な区域においては 極力地下線路の検討をすることとし、地中化が不可能な場合で電柱等の設置がやむを得ないものに限り認めることができる。

（位置）

- 1 原則として法敷又は道路余地に設けるものとし 法敷又は道路余地がない場合は路端に設置するものとする。
- 2 ただし、歩道を有する道路において、法敷、道路余地又は路端に設けることが適当でない場合には次によるものとする。

(1) 植栽帯（施設帯）のある場合

歩車道境界線から0・25メートル以上歩道側へ離れた位置であって、植栽帯（施設帯）の幅員の中央部

(2) 植栽帯（施設帯）のない場合

歩車道境界線から0・25メートル以上歩道側へ離れた位置で、かつ、歩行者等の通行に支障のない位置に設置することができる。

- 3 同一線路に係わる電柱は道路の同一側に設け、かつ、歩道を有しない道路にあってはその対側に占用物件がある場合においてはこれと8メートル以上の距離を保たせるものとする。ただし、道路が交差し、接続し、屈曲する場所においてはこの限りでない。
- 4 歩道を有しない道路においては、道路が交差し、接続し、屈曲する場所での設置は認めない。

第1号物件 一線類一

地上の電線、高圧電線、低圧電線（T T n e t 線を内包する場合を含む。）

（方針）

公益上やむを得ない場合に限り、認めることができる。

道路敷地外に適当な場所がない場合

（位置）

- 1 道路の横断架設は極力抑制するものとする。ただし、やむを得ず横断する場合には、横断延長は必要最小限とする。
- 2 電線地中化事業を実施した箇所での道路横断は、認めない。

（構造）

- 1 配線の高さは、路面から5・0メートル以上とする（横断する場合は、6・0メートル以上とする）。ただし、技術上やむを得ず、かつ、道路の構造又は交通に支障を及ぼすおそれの

ない場合は、この限りでない。

2 横断歩道橋の上に架設する場合は 次のすべてを満たす場合に限り認めるものとする。

(1) 低圧電線にあってはその路面上3・0メートル以上、高圧電線にあってはその路面上3・5メートル以上とする。

(2) 塗装の塗り替え等の維持管理に支障のない箇所とすること。

(3) 桁の内部に架設する等、景観を損なわない箇所とすること。

3 街路樹、街路灯、標識その他これらに類する施設に架設してはならない。ただし、当該施設の使用目的のために架設するのはこの限りでない。

第1号物件 —建物類—

地上変圧器（路上用低圧引込箱を含む。）

（方針）

公益上やむを得ないもので、次の各項に該当する場合に限り、認めることができる。

1 電気事業者及び電気通信事業者が電線類の地中化に際して設置する場合

2 道路敷地外に適当な場所がない場合

（位置）

1 歩道を有する場合において、法敷、道路余地に設けることができない場合は次によるものとする。

(1) 植栽帯（施設帯）のある場合

歩車道境界線から0・25メートル以上歩道側へ離れた

位置であって植栽帯（施設帯）の幅員の中央部

(2) 植栽帯（施設帯）のない場合

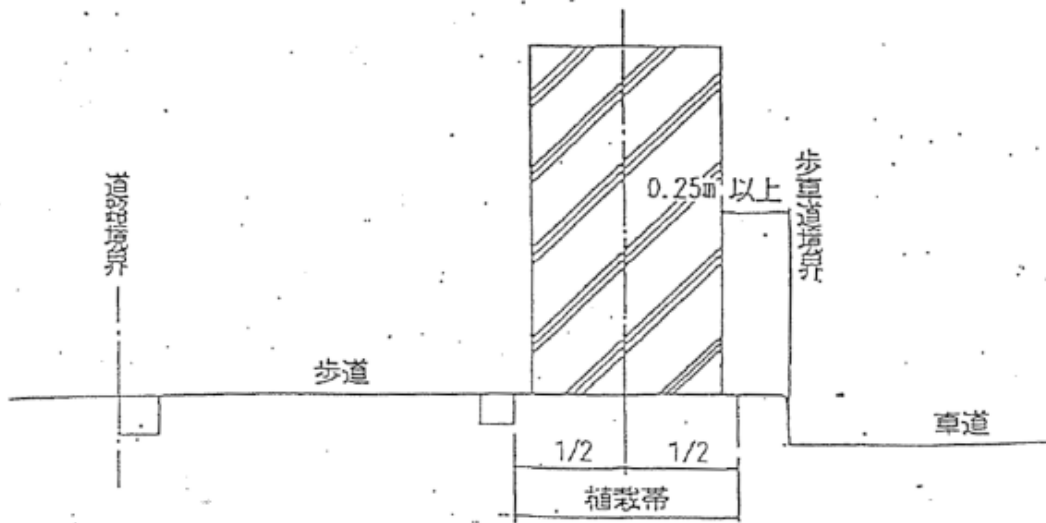
歩車道境界線から0・25メートル以上歩道側へ離れた位置で、かつ、歩行者等の通行に支障のない位置に設置することができる。

（構造）

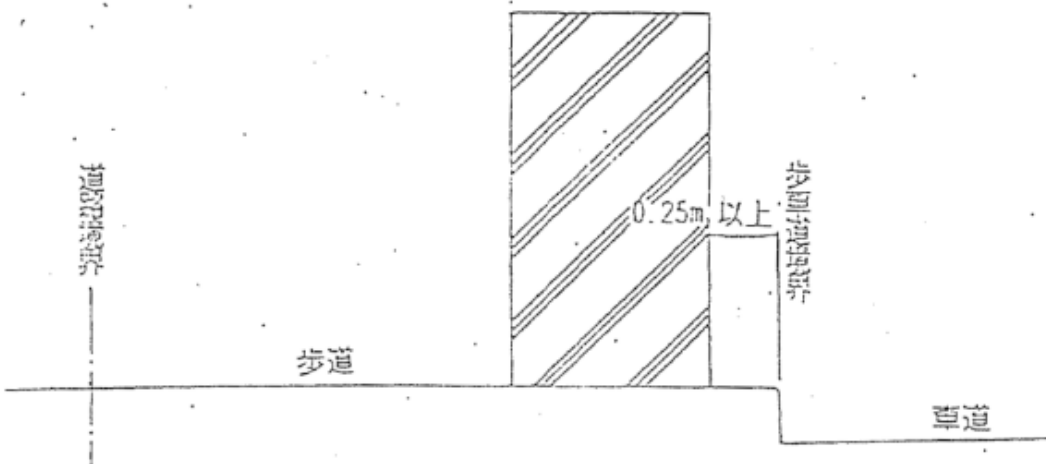
- 1 倒壊 破損等により道路の構造又は交通に支障を及ぼさない構造とする。
- 2 広告の添加及び塗布は、認めない。ただし、側面に公共掲示板を添加できる構造である場合で、本基準中の「公共掲示板」の規定を適用できるものはこの限りでない。

地上変圧器

植栽帯（施設帯）のある場合



植栽帯（施設帯）のない場合



附錄D-10

中電附近城市之道路占用許可標準

中電附近城市之道路占用許可標準

1・法第32条第1項第1号に掲げる工作物

〔電柱、電線、変圧塔、郵便差出箱、公衆電話所、広告塔その他これらに類する工作物〕

(1) 電柱、電話柱類

1・市街地区域内の主要幹線道路は建柱をさけ、原則として地下電線とするこ

と。

2・占用場所は原則として道路界に最も近い位置とする。

3・同一路線にかかる電柱等は、道路の同一側に設け、かつ歩道を有しない道路にあって、その反対側に占用物件がある場合には、これと8m以上の距離を保つこと。(道路が交差し、接続し又は屈曲する場所においてはこの限りではない。)

4・歩道を有しない道路においては、道路が交差し、接続し、又は屈曲する場

所での設置は認めないものとする。

5・横断歩道からは6m以上の距離を保つこと。

6・信号機、道路標識、消火栓及び火災報知器等の機能を阻害しない位置に設けること。

7・地先居住者等に支障を及ぼすおそれのない場所とすること。

(4) 電線(架空電線)

道路の敷地外に当該場所に代わる適当な場所がなく、公益上やむを得ない場所に限り占用を認めるものとする。

占用の場所

路面から 5 m 以上の高さとする。ただし、既設電柱に共架する場合その他技術上やむを得ず、かつ道路の構造又は交通に支障を及ぼすおそれの少ない場合には、4.7 m 以上、歩道を有する道路の歩道上においては、2.5 m 以上とするこ
とができる。

(8) 変圧塔、送電塔、その他これらに類するもの

道路の敷地外に当該場所に代わる適当な場所がなく、公益上やむを得ない場所
所に限り占用を認めるものとする。

占用の場所

1・法敷上でかつ、路肩から 0.25m 以上離すものとする。

2・道路が交差し、接続し、又は屈曲する場所での設置は認めないものとする。

3・地先居住者に支障を及ぼすおそれのない場所とする。

附錄 E

韓國地區相關資料原文

附錄 E-1

전기사업법

附錄 E-2

도시·군계획시설의 결정·구조 및 설치기준에 관한 규칙

附錄 E-3

주상변압기 설치

附錄 E-4

공종별 표준작업 절차도

附錄 E-5

전기설비기술기준의 판단기준

附錄 E-6

전기공급약관

附錄 E-7

배전선로 이설업무 지침

附錄E-1

전기사업법

제 10 장 토지 등의 사용

제 87 조(다른 자의 토지 등의 사용)

- ① 전기사업자는 전기사업용전기설비의 설치나 이를 위한
실지조사·측량 및 시공 또는 전기사업용전기설비의 유지·
보수를 위하여 필요한 경우에는 「공익사업을 위한 토지
등의 취득 및 보상에 관한 법률」에서 정하는 바에 따라
다른 자의 토지 또는 이에 정착된 건물이나 그 밖의
공작물(이하 "토지등"이라 한다)을 사용하거나 다른 자의
식물 또는 그 밖의 장애물을 변경 또는 제거할 수 있다.
- ② 전기사업자는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는
경우에는 다른 자의 토지등을 일시사용하거나 다른 자의
식물을 변경 또는 제거할 수 있다. 다만, 다른 자의
토지등이 주거용으로 사용되고 있는 경우에는 그 사용
일시 및 기간에 관하여 미리 거주자와 협의하여야 한다.
 1. 천재지변, 전시·사변, 그 밖의 긴급한 사태로
전기사업용전기설비 등이 파손되거나 파손될 우려가
있는 경우 15 일 이내에서의 다른 자의 토지등의
일시사용
 2. 전기사업용 전선로에 장애가 되는 식물을 방치하여 그
전선로를 현저하게 파손하거나 화재 또는 그 밖의
재해를 일으키게 할 우려가 있다고 인정되는 경우 그
식물의 변경 또는 제거
- ③ 전기사업자는 제 2 항에 따라 다른 자의 토지등을
일시사용하거나 식물의 변경 또는 제거를 한 경우에는
즉시 그 점유자나 소유자에게 그 사실을 통지하여야 한다.

제 88 조(다른 자의 토지등에의 출입)

- ① 전기사업자는 전기설비의 설치·유지 및 안전관리를 위하여 필요한 경우에는 다른 자의 토지등에 출입할 수 있다. 이 경우 전기사업자는 출입방법 및 출입기간 등에 대하여 미리 토지등의 소유자 또는 점유자와 협의하여야 한다.
- ② 전기사업자는 제 1 항에 따른 협의가 성립되지 아니하거나 협의를 할 수 없는 경우에는 시장·군수 또는 구청장의 허가를 받아 토지등에 출입할 수 있다.
- ③ 시장·군수 또는 구청장은 제 2 항에 따른 허가신청이 있는 경우에는 그 사실을 토지등의 소유자 또는 점유자에게 알리고 의견을 진술할 기회를 주어야 한다.
- ④ 전기사업자는 제 2 항에 따라 다른 자의 토지등에 출입하려면 미리 토지등의 소유자 또는 점유자에게 그 사실을 알려야 한다.
- ⑤ 제 2 항에 따라 다른 자의 토지등에 출입하는 자는 그 권한을 표시하는 증표를 지니고 이를 관계인에게 내보여야 한다.

제 89 조(다른 자의 토지의 지상 등의 사용)

- ① 전기사업자는 그 사업을 수행하기 위하여 필요한 경우에는 현재의 사용방법을 방해하지 아니하는 범위에서 다른 자의 토지의 지상 또는 지하 공간에 전선로를 설치할 수 있다. 이 경우 전기사업자는 전선로의 설치방법 및 존속기간 등에 대하여 미리 그 토지의 소유자 또는 점유자와 협의하여야 한다.
- ② 제 1 항의 경우에는 제 88 조제 2 항부터 제 5 항까지의 규정을

준용한다.

제 89 조의 2(구분지상권의 설정등기 등)

- ① 전기사업자는 다른 자의 토지의 지상 또는 지하 공간의 사용에 관하여 구분지상권의 설정 또는 이전을 전제로 그 토지의 소유자 및 「공익사업을 위한 토지 등의 취득 및 보상에 관한 법률」 제 2 조제 5 호에 따른 관계인과 협의하여 그 협의가 성립된 경우에는 구분지상권을 설정 또는 이전한다.
- ② 전기사업자는 「공익사업을 위한 토지 등의 취득 및 보상에 관한 법률」에 따라 토지의 지상 또는 지하 공간의 사용에 관한 구분지상권의 설정 또는 이전을 내용으로 하는 수용·사용의 재결을 받은 경우에는 「부동산등기법」 제 99 조를 준용하여 단독으로 해당 구분지상권의 설정 또는 이전 등기를 신청할 수 있다.
- ③ 토지의 지상 또는 지하 공간의 사용에 관한 구분지상권의 등기절차에 관하여 필요한 사항은 대법원규칙으로 정한다.
- ④ 제 1 항 및 제 2 항에 따른 구분지상권의 존속기간은 「민법」 제 280 조 및 제 281 조에도 불구하고 송전선로[발전소 상호간, 변전소 상호간 및 발전소와 변전소 간을 연결하는 전선로(통신용으로 전용하는 것은 제외한다)와 이에 속하는 전기설비를 말한다. 이하 같다]가 존속하는 때까지로 한다.

제 90 조(토지의 일시사용 등에 대한 손실보상)

전기사업자는 제 87 조제 2 항에 따른 다른 자의 토지등의 일시사용, 다른 자의 식물의 변경 또는 제거나 제 88 조제 1 항에 따른 다른 자의 토지등에의 출입으로 인하여 손실이 발생한

때에는 손실을 입은 자에게 정당한 보상을 하여야 한다.

제 90 조의 2(토지의 지상 등의 사용에 대한 손실보상)

① 전기사업자는 제 89 조제 1 항에 따른 다른 자의 토지의 지상 또는 지하 공간에 송전선로를 설치함으로 인하여 손실이 발생한 때에는 손실을 입은 자에게 정당한 보상을 하여야 한다.

② 제 1 항에 따른 보상금액의 산정기준이 되는 토지 면적은 다음 각 호의 구분에 따른다.

1. 지상 공간의 사용: 송전선로의 양측 가장 바깥선으로부터 수평으로 3 미터를 더한 범위에서 수직으로 대응하는 토지의 면적. 이 경우 건축물 등의 보호가 필요한 경우에는 기술기준에 따른 전선과 건축물 간의 전압별 이격거리까지 확장할 수 있다.

2. 지하 공간의 사용: 송전선로 시설물의 설치 또는 보호를 위하여 사용되는 토지의 지하 부분에서 수직으로 대응하는 토지의 면적

③ 제 1 항 및 제 2 항에 따른 손실보상의 구체적인 산정기준 및 방법에 관한 사항은 대통령령으로 정한다.

附錄E-2

도시·군계획시설의 결정·구조 및 설치기준에 관한 규칙

제 67 조(전기공급설비)

이 절에서 "전기공급설비"란 「전기사업법」 제 2 조제 16 호에 따른 전기사업용 전기설비 중 다음 각 호의 시설을 말한다.

1. 발전시설
2. 변전시설(옥내에 설치하는 것을 제외한다)
3. 송전선로(15 만 4 천 볼트 이상인 경우에만 해당한다)
4. 배전사업소(배전설비와 연결된 기계 및 기구가 설치된 것에 한한다)

조문체계도버튼연혁 제 68 조(전기공급설비의 결정기준)
전기공급설비의 결정기준은 다음 각 호와 같다.

1. 발전시설

가. 소음, 사고 등에 따른 재해를 방지할 수 있도록 인근의 토지이용계획을 고려하여 설치할 것

나. 전용공업지역·일반공업지역·준공업지역·자연녹지지역 및 계획관리지역에만 설치할 것. 다만, 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」 제2조제2호에 따른 신·재생에너지설비에 해당하는 발전시설은 전용주거지역 및 일반주거지역 외의 지역에 설치할 수 있다.

다. 화력이나 원자력을 이용한 발전시설은 가목 및 나목 외에 다음의 기준을 고려하여 설치할 것

- 1) 항만이나 철도수송이 편리하고 연료를 확보하기 쉬운 곳에 설치할 것
- 2) 임해지역 등 발전용수를 확보하기 쉬운 곳에 설치할 것

3) 조수(潮水)·파도 등에 따른 침수의 우려가 없거나
습한 저지대가 아닌 곳에 설치할 것

2. 변전시설

가. 송전선로와 쉽게 연결되고 중량물의 반입 및 반출이
가능한 곳에 설치할 것

나. 수요지역의 중심부에 가까운 곳에 설치할 것

다. 침수 및 산사태 등 재해발생 가능성이 적은 지역에
설치할 것

3. 송전선로

가. 외곽간선은 도시 외곽의 공지에 설치할 것

나. 내부진입간선은 사고 등으로 인한 재해를 방지할 수
있도록 공지 또는 저밀도지역에 설치하되, 인근의
토지이용현황을 고려할 것

4. 배전사업소

변전소와 쉽게 연결되고, 수요지역의 중심부에 가까운
곳에 설치할 것

조문체계도버튼연혁 제 69 조(전기공급설비의 구조 및 설치기준)
전기공급설비의 구조 및 설치에 관하여는 「전기사업법」이
정하는 바에 의한다.

附錄E-3

주상변압기 설치

1.2.2 주상변압기 (P.Tr) 설치

3.1.4 설치위치

- (1) COS 완철과 변압기 1 차 측 부싱단자의 간격이 1.8 ~ 2.0m 유지되는 위치에 행거밴드를 설치한다.
- (2) COS 완철과 행거밴드의 간격은 1.8m 에 변압기의 1 차 부싱단자의 상부에서 행거까지의 간격을 더한 값으로 한다.

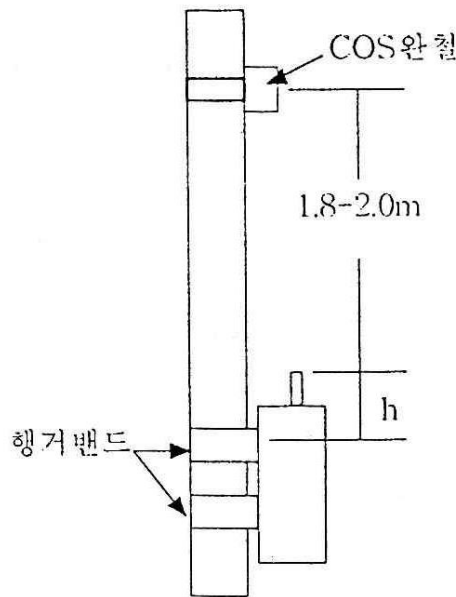


그림 4 행거밴드 설치

3.1.5 설치방향

- (1) 변압기 한 대를 설치할 때에는 상부 행거밴드의 변압기 길이가 도로에서바라보았을 때 좌측에 오도록 행거밴드를 설치한다.
- (2) 변압기 3 대를 설치할 때에는 상부 행거밴드 중앙의 변압기 길이가 도로 방향을 향하도록 행거밴드를 설치한다.
- (3) 도로이외의 지역에서 변압기의 설치 및 철거가 용이하도록 행거밴드를 설치 한다.

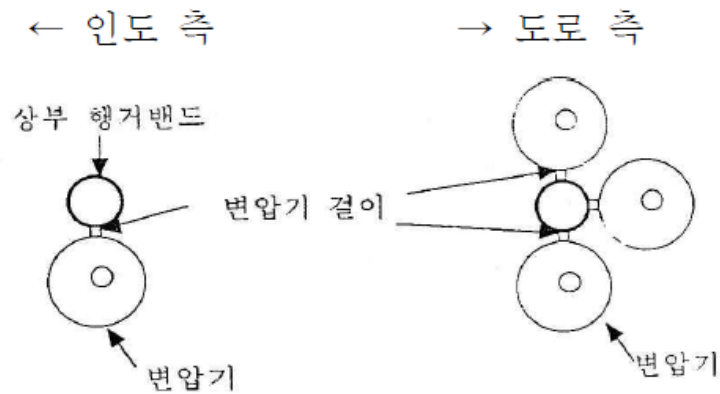


그림 5 행거밴드의 설치방향

3.1.6 설치 시 유의사항

- (1) 동일 전주에 행거브래킷 간격이 상이한 변압기를 설치할 때는 행거보조어댑터 행거밴드와 조합하여, P • Tr 용량이 작은 쪽에 설치한다. (용량이 큰 변압기의 하부 행거브래킷 하부 행거밴드를 맞춘다)
- (2) 행거밴드는 변압기 1 대만 설치할 경우 행거밴드 S-1 을 사용하고, 2 대 이상을 설치할 경우는 행거밴드 S-3 를 사용한다. 다만, 변압기 추가설치 전망이 있을 경우에는 변압기 1 대를 설치할 경우에도 행거밴드 S-3 을 설치하여야 한다.
- (3) 저손실형 150kVA 설치 시에는 중하중용 행거밴드(SH-1)를 사용한다.(표준형 150kVA 의 경우 사용불요)

3.3 주상변압기의 설치위치

표 14 변압기 용도별 변압기 설치위치

변압기용도	변압기 설치위치		기 준 위 치
	1 대	3 대	
전 등 용	①좌측	-	도로 중앙에서 변대주를바라본 위치
등등공용	-	①좌측	
동력용 1	-	②중앙	
동력용 2	-	③우측	

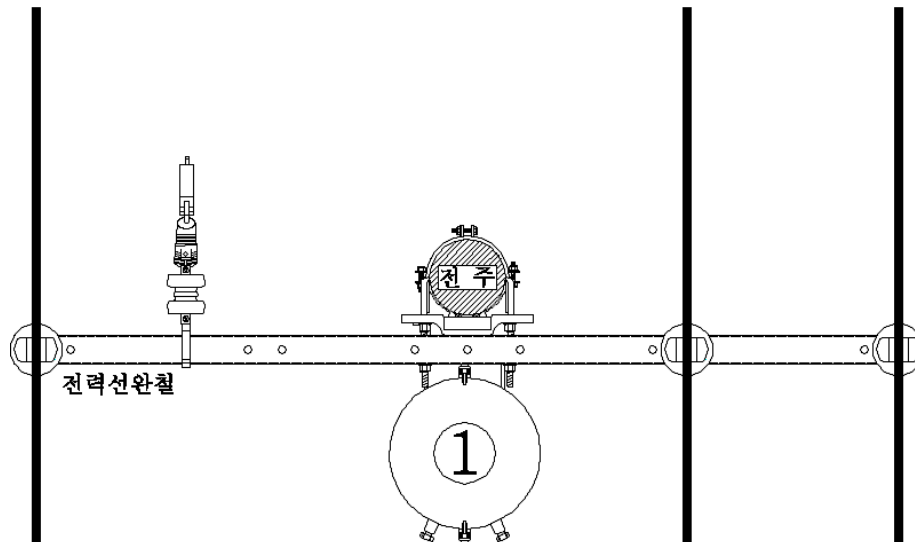


그림 11 단상 뱅크 설치위치

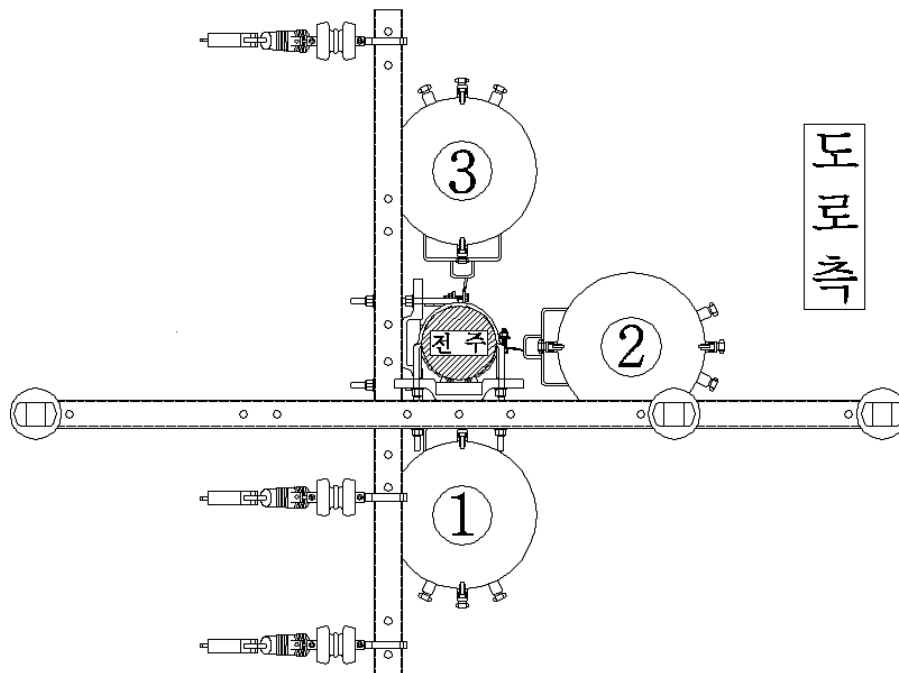


그림 12 3 상 뱅크 설치위치

3.4 변압기 설치 시 유의사항

(1) 주상변압기의 지상고

(가) 특고압 주상변압기: 지표상 5.0m 이상

(나) 고압 주상변압기:

지표상 4.5m 이상. 단, 시가지 이외의 장소는 4.0m

이상으로 할 수 있다.

- (2) 22.9 kV-y 주상변압기는 COS 완철에서 변압기 1 차 부싱단자 간 이격거리는 1.8m 이 되도록 한다.
- (3) P • Tr 교체공사 시 활차 설치위치는 반드시 전력선지지용 완철 하부로 하여안전거리를 확보하도록 할 것
- (4) P • Tr 상부에서 작업 시 P • Tr 상부를 발판대로 사용 금지할 것

3.5 주상변압기 현장 취급

3.5.1 변압기 상하차 또는 수송(운반) 작업 시 유의사항

주상변압기의 상하차, 수송, 운반 및 저장 시 변압기 1 차 부싱을 손으로잡고 조작하거나 무리한 충격을 가할 경우 부싱 손상은 물론, 변압기 내부 1 차 리드선의 단선과 패킹의 이완으로 변압기 사고의 원인이 될 수있으므로 다음 사항에 유의하여 취급하여야 한다.

- (1) 상하차 및 운반 시에는 가능한 한 크레인 또는 호이스트를 사용하고 인양(引揚)시 타 물체에 부딪히지 않도록 한다.
- (2) 오가크레인 또는 호이스트를 사용 할 수 없는 경우에는 롤러 또는 미끄럼판 위에서 조심하여 취급하여야 하며, 부싱을 손으로 잡고 취급하여서는 안 된다.
- (3) 운반 시에는 부싱이나 몸체의 충격을 방지하기 위한 예방조치를 취하고충격을 줄 우려가 있는 물체와 동시에 적재해서는 안 된다.
- (4) 설치 작업 시에는 적합한 공구를 사용하여야 하며, 들 고리 이외 부싱이나 단자에 작업 로프나 철선 등을 걸어서 인양하거나 설치, 철거작업을하지 않도록 한다.

附錄E-4

공종별 표준작업 절차도

3.2 설치 시 유의사항

- (1) 보도에 설치 시 관계기관과 협의하여 추후 이설요인이 발생되지 않도록 한다.
- (2) 유지보수 및 미관을 고려하여 가능한 한 동일 장소에 밀접하여 시설하지 않는다.
- (3) 기설 기기와 동일 장소에 신설 할 때는 기 설치된 기기와 조화되도록 한다.
- (4) 기기의 도장은 주위환경과 고려하여 선정 한다.



그림 5 주변 환경을 고려한 설치

- (5) 기기 도장 색은 아래 색상을 원칙으로 한다. 단, 주변과의 환경조화 등 현장여건상 다른 색상 사용도 가능하다.

표 4 설치 지역별 기기 도장 색

설치지역	녹지 및 공원지역	보도 및 기타지역
Munsel No	7.5GY3.5/2(녹색계통)	5Y7/1(회색계통)

- (6) 차량 충돌 방지 및 주위 환경을 고려한 별도 대책 강구

3.3 설치위치의 선정

지중배전용 기기는 지상에 설치함을 원칙으로 하되, 건축법 등 관련 법규에 의해 제공된 장소가 있을 경우에는 그 장소에 설치하며, 시설장소 선정은 다음과 같다.

(1) 지상설치(Pad Mount)

(가)녹지대로서 기기를 설치하여도 미관을 크게 저해하지 않는 장소



그림 6 녹지대 설치

(나)도로에 설치시는 보도를 원칙으로 하며, 기기 폭이 넓은 쪽을 도로 측 경계석에 붙이도록 하고 가급적 다음과 같은 장소에 시설한다.

- ① 도로 기능에 별다른 지장이 없는 지하도 뒷벽, 육교 및 이와 유사한 구조물에 접한 곳



그림 7 보도 위 설치



그림 8 옥교 밑 설치

- ② 가각, 소화전, 횡단보도에서 5m 이상 떨어진 곳
- ③ 버스정류장 등 상시 다수의 사람이 모이는 곳은 가급적 피한다.

(다)기타 공간 이용이 가능한 장소

(2) 지하설치

지상설치가 곤란하고 지하구조물 설치가 용이하며 타 설비에 위해를 주지않는 장소

(3) 고객 구내 설치

고객구내에 기기를 설치할 경우에는 다음과 같은 장소를 선정하되, 소방및 기타 관련 법규 등에 저촉되는 장소는 피한다.

(가)케이블 시공이 용이하고 기기 반출입 및 당사 직원의 상시 출입이 용이한장소

(나)유지보수에 지장이 없는 장소

(다)침수의 우려가 없는 장소

(라)가연성 가스의 유입이 없는 장소

(마)내화성의 건축 재료로 시공한 장소

(바)유효한 환기시설이 있는 장소

(사)기기수명에 나쁜 영향을 미치는 유해한 물질이 없는
장소

(아)소음, 진동 등에 의해서 주위에 나쁜 영향을 미칠
우려가 없는 장소

(4) 유지보수와 미관을 고려하여 가급적 동일 장소에 밀집
설치 지양



그림 9 동일 장소 밀집 설치 (지양)

附錄E-5

전기설비기술기준의 판단기준

제 35 조 (아크를 발생하는 기구의 시설)

고압용 또는 특고압용의 개폐기 • 차단기 • 피뢰기 기타 이와 유사한 기구(이하 이 조에서 “기구 등”이라 한다)로서 동작시에 아크가 생기는 것은 목재의 벽 또는 천장 기타의 가연성 물체로부터 표 35-1 에서 정한값 이상 떼어놓아야 한다.

[표 35-1]

기구 등의 구분	이격거리
고압용의 것.	1 m 이상
특고압용의 것.	2 m 이상(사용전압이 35 kV 이하의 특고압용의 기구 등으로서 동작할 때에 생기는 아크의 방향과 길이를 화재가 발생할 우려가 없도록 제한하는 경우에는 1 m 이상)

제 72 조 (저고압 가공전선의 높이)

① 저압 가공전선 또는 고압 가공전선 높이는 다음각 호에 따라야 한다.

1. 도로[농로 기타 교통이 번잡하지 아니한 도로 및 횡단보도교(도로 • 철도 • 궤도 등의 위를 횡단하여 시설하는 다리모양의 시설물로서 보행용으로만 사용되는 것을 말한다. 이하 같다)를 제외한다. 이하 같다]를 횡단하는 경우에는 지표상 6 m 이상
2. 철도 또는 궤도를 횡단하는 경우에는 레일면상 6.5 m 이상
3. 횡단보도교의 위에 시설하는 경우에는 저압 가공전선은 그 노면상 3.5 m [전선이저압 절연전선 (인입용 비닐절연전선 • 450/750 V 비닐절연전선 • 450/750 V 고무절연전선 • 옥외용 비닐 절연전선을 말한다. 이하

같다) • 다심형 전선 • 고압 절연전선 • 특고압 절연전선
또는 케이블인 경우에는 3 m] 이상, 고압 가공전선은
그노면상 3.5 m 이상

4. 제 1 호부터 제 3 호까지 이외의 경우에는 지표상 5 m
이상. 다만, 저압 가공전선을 도로 이외의 곳에
시설하는 경우 또는 절연전선이나 케이블을 사용한
저압가공전선으로서 옥외 조명용에 공급하는 것으로
교통에 지장이 없도록 시설하는 경우에는 지표상 4 m
까지로 감할 수 있다.

② 다리의 하부 기타 이와 유사한 장소에 시설하는 저압의
전기철도용 급전선은 제 1 항제 4 호의 규정에도 불구하고
지표상 3.5 m 까지로 감할 수 있다.

③ 저압 가공전선 또는 고압 가공전선을 수면 상에 시설하는
경우에는 전선의 수면상의 높이를 선박의 항해 등에
위험을 주지 아니하도록 유지하여야 한다.

④ 고압 가공전선로를 빙설이 많은 지방에 시설하는 경우에는
전선의 적설상의 높이를 사람 또는 차량의 통행 등에
위험을 주지 않도록 유지하여야 한다.

제 79 조 (저고압 가공 전선과 건조물의 접근)

① 저압 가공전선 또는 고압 가공전선이건조물(사람이 거주
또는 근무하거나 빈번히 출입하거나 모이는 조영물을
말한다. 이하 같다)과 접근 상태로 시설되는 경우에는 다음
각 호에 따라야 한다.

1. 고압 가공전선로(고압 옥측 전선로 또는
제 151 조제 2 항의 규정에 의하여 시설하는 고압

전선로에 인접하는 1 경간의 전선 및 가공 인입선을 제외한다. 이하이 절에서 같다)는 고압 보안공사에 의할 것.

2. 저압 가공전선과 건조물의 조영재 사이의 이격거리는 표 79-1 에서 정한 값 이상일 것.

[표 79-1]

건조물 조영재의 구분	접근형태	이 격 거 리
상부 조영재[지붕 • 창(차양 : 遮 陽) • 옷달리는 곳 기타 사람이 올라갈 우려가 있는 조영재를 말한다. 이하 같다]	위쪽	2 m (전선이 고압 절연전선, 특고압 절연전선 또는 케이블인 경우는 1 m)
	옆쪽 또는 아래쪽	1.2 m (전선에 사람이 쉽게 접촉할 우려가 없도록시설한 경우에는 80 cm, 고압절연전선, 특고압 절연전선 또는 케이블인 경우에는 40 cm)
기타의 조영재		1.2 m (전선에 사람이 쉽게 접촉할 우려가 없도록시설한 경우에는 80 cm, 고압 절연전선, 특고압 절연전선 또는 케이블인 경우에는 40 cm)

3. 고압 가공전선과 건조물의 조영재 사이의 이격거리는 표 79-2 에서 정한 값 이상일 것.

[표 79-2]

건조물 조영재의구분	접근형태	이 격 거 리
상부 조영재	위쪽	2 m (전선이 케이블인 경우에는 1 m)
	옆쪽 또는 아래쪽	1.2 m (전선에 사람이 쉽게 접촉할 우려가 없도록 시설한 경우에는 80 cm, 케이블인 경우에는 40 cm)
기타의 조영재		1.2 m (전선에 사람이 쉽게 접촉할 우려가 없도록 시설한 경우에는 80 cm, 케이블인 경우에는 40 cm)

- ② 저압 가공전선 또는 고압 가공전선이 건조물과 접근하는 경우에 저압 가공 전선또는 고압가공 전선이 건조물의

아래쪽에 시설될 때에는 저압 가공 전선 또는 고압 가공 전선과 건조물 사이의 이격거리는 표 79-3 에서 정한 값 이상으로 하고 또한 위험의 우려가 없도록 시설하여야 한다.

[표 79-3]

가공 전선의 종류	이 격 거 리
저압 가공 전선	60 cm (전선이 고압 절연전선, 특고압 절연전선 또는 케이블인 경우에는 30 cm)
고압 가공 전선	80 cm (전선이 케이블인 경우에는 40 cm)

③ 저압 가공 전선 또는 고압 가공 전선이 건조물에 시설되어 있는 간이한 돌출간판 기타 사람이 올라갈 우려가 없는 조영재와 접근하는 경우에 다음 각 호의 어느 하나에 의하여 시설할 때에는 저압 가공 전선 또는 고압 가공 전선과 그 조영재 사이의 이격거리에 대하여는 제 1 항제 2 호 및 제 3 호와 제 2 항의 규정에 의하지 아니할 수 있다.

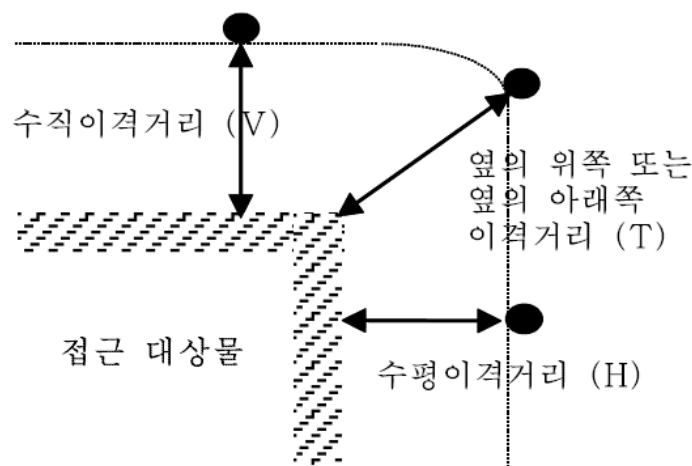
1. KS C IEC 61235(활선작업-전기용 절연 중공관)에 적합한 방호구이거나 한국전기기술기준위원회 표준 KECS 1501-2009 의 501.27 에 적합한 방호구에 의하여 방호된 절연전선, 다심형 전선 또는 케이블(이하 “저압 방호구에 넣은 절연전선 등” 이라 한다)을 사용하는 저압 가공전선을 그 조영재에 접촉하지 아니하도록 시설하는 경우
2. 제 1 호에 규정하는 방호구에 의하여 충전 부분이 쉽게 노출되지 아니하도록 방호된 나전선(이하 “저압 방호구에 넣은 나전선”이라 한다) 또는 저압

절연전선을 사용하는 저압 가공 전선과 그 조영재 사이의 이격거리를 40 cm 이상으로 하여 시설하는 경우

3. KS C IEC 61235(활선작업-전기용 절연 중공관)에 적합한 방호구이거나 한국전기기술기준위원회 표준 KECS 1501-2009 의 501.27 에 적합한 방호구에 의하여 방호된 고압 절연전선, 특고압 절연전선 또는 케이블(이하 “고압 방호구에 넣은 고압 절연전선 등”이라 한다)을 사용하는 고압 가공전선을 그 조영재에 접촉하지 아니하도록 시설하는 경우

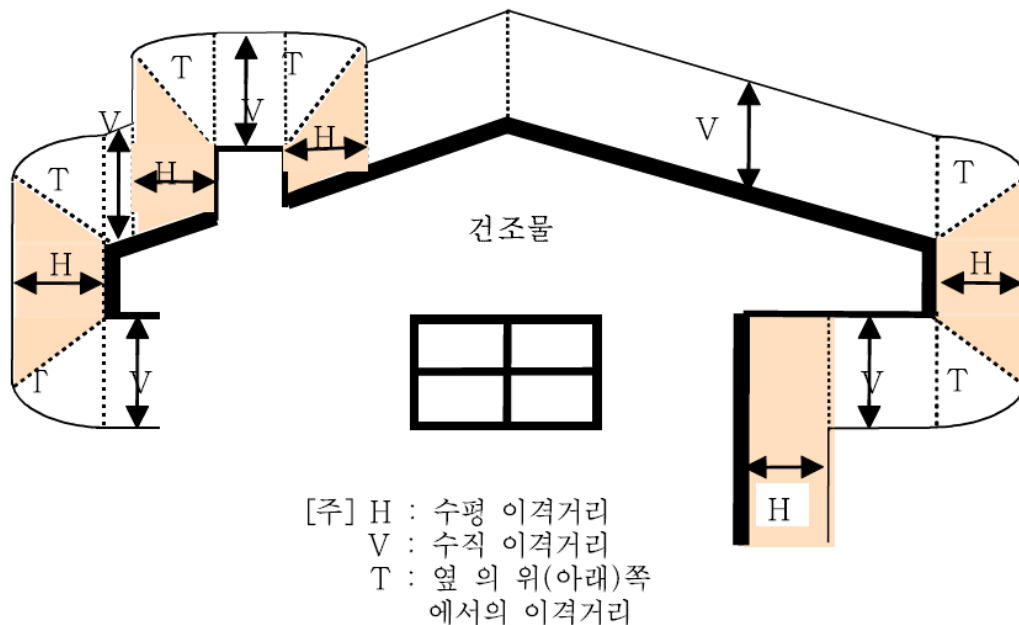
④ 제 1 항 및 2 항에서 규정하는 가공전선과 건조물의 조영재 사이의 이격거리 산정방법(이하 이조와 제 80 조, 제 126 조, 제 131 조, 제 135 조제 4 항제 2 호에서 같다)은 다음 각 호와 같다.

1. 수직이격거리는 건조물의 조영재로부터 수직방향으로 떨어져야 할 거리, 수평이격거리는 수평방향으로 떨어져야할 거리를 말하며 이격거리의 관계는 그림 79-1 과 같다.



[그림 79-1]

2. 옆의 위쪽 또는 옆의 아래쪽에서 이격거리 적용범위는 건조물의 조영체 모서리에서 수직이격거리를 반지름으로 하는 원호와 수평이격거리의 수직 연장선과 교차하는 점을 연결하는 사선이 이루는 영역으로 하고, 이 사선과 수평이격거리의 수직연장선이 이루는 영역은 그림 79-2 와 같이 수평이격거리 적용범위로 한다. 다만, 수평이격거리가 수직이격거리보다 클 경우에는 수직이격거리와수평이격거리를 바꾸어 적용한다.



[그림 79-2]

제 80 조 (저고압 가공전선과 도로 등의 접근 또는 교차)

- ① 저압 가공전선 또는 고압가공전선이 도로 • 횡단보도교 • 철도 • 궤도 • 삭도[반기(搬器)]를 포함하고 삭도용 지주를 제외한다. 이하 같다] 또는 저압 전차선(이하 이 조에서 “도로 등”이라 한다)과 접근상태로 시설되는 경우에는 다음 각 호에 따라야 한다.

1. 고압 가공전선로는 고압 보안공사에 의할 것.
2. 저압 가공전선과 도로 등의 이격거리(도로나 횡단보도교의 노면상 또는 철도나 궤도의 레일면상의 이격거리를 제외한다. 이하 이 항에서 같다)는 표 80-1 에서 정한 값 이상일 것. 다만, 저압 가공전선과 도로 • 횡단보도교 • 철도 또는 궤도와의 수평 이격거리가 1 m 이상인 경우에는 그러하지 아니하다.

[표 80-1]

도로 등의 구분	이격거리
도로 • 횡단보도교 • 철도 또는 궤도	3 m
삭도나 그 지주 또는 저압 전차선	60 cm (전선이 고압 절연전선, 특고압 절연전선 또는케이블인 경우에는 30 cm)
저압 전차선로의 지지물	30 cm

3. 고압 가공전선과 도로 등의 이격거리는 표 80-2 에서 정한 값 이상일 것. 다만,고압 가공전선과 도로 • 횡단보도교 • 철도 또는 궤도와의 수평 이격거리가 1.2m 이상인 경우에는 그러하지 아니하다.

[표 80-2]

도로 등의 구분	이격거리
도로 • 횡단보도교 • 철도 또는 궤도	3 m
삭도나 그 지주 또는 저압 전차선	80 cm (전선이 케이블인 경우에는 40 cm)
저압 전차선로의 지지물	60 cm (고압 가공전선이 케이블인 경우에는 30 cm)

② 저압 가공전선 또는 고압 가공전선이 도로 등과 교차하는

경우(동일 지지물에서설되는 경우를 제외한다. 이하 같다)에 저압 가공전선 또는 고압 가공전선이도로 등의 위에 시설되는 때에는 제 1 항 각 호(도로 • 횡단보도교 • 철도 또는 궤도와 의 이격거리에 관한 부분을 제외한다)의 규정에 준하여 시설하여야 한다.

- ③ 저압 가공전선 또는 고압 가공전선이 도로 • 횡단보도교 • 철도 또는 궤도와 접근하는 경우에 저압 가공전선 또는 고압 가공전선이 도로 • 횡단보도교 • 철도 또는 궤도의 아래쪽에 시설될 때에는 상호 간의 이격거리는 제 79 조제 2 항의 규정에 준하여 시설하여야 한다.
- ④ 저압 가공전선 또는 고압 가공전선이 삭도와 접근하는 경우에는 저압 가공전선또는 고압 가공전선은 삭도의 아래쪽에 수평거리로 삭도의 지주의 지표상의 높이에 상당하는 거리 안에 시설하여서는 아니 된다. 다만 가공전선과 삭도의 수평거리가 저압은 2 m 이상, 고압은 2.5 m 이상이고 또한 삭도의 지주의 도괴 등의경우에 삭도가 가공전선에 접촉할 우려가 없는 경우 또는 가공전선이 삭도와 수평거리로 3 m 미만에 접근하는 경우에 가공전선의 위쪽에 견고한 방호장치를 그전선과 60 cm (전선이 케이블인 경우에는 30 cm) 이상 떼어서 시설하고 또한 금속제 부분에 제 3 종 접지공사를 한 때에는 그러하지 아니하다.
- ⑤ 저압 가공전선 또는 고압 가공전선이 삭도와 교차하는 경우에는 저압 가공전선또는 고압 가공전선은 삭도의 아래에 시설하여서는 아니 된다. 다만, 가공전선의위쪽에

견고한 방호장치를 그 전선과 60 cm(전선이 케이블인 경우에는 30 cm)이상 떼어서 시설하고 또한 그 금속제 부분에 제 3 종 접지공사를 한 경우에는 그러하지 아니하다.

제 84 조 (저압 가공전선 상호 간의 접근 또는 교차)

저압 가공전선이 다른 저압 가공전선과 접근상태로 시설되거나 교차하여 시설되는 경우에는 저압 가공전선 상호 간의 이격거리는 60 cm (어느 한 쪽의 전선이 고압 절연전선, 특고압 절연전선 또는 케이블인 경우에 30 cm) 이상, 하나의 저압 가공전선과 다른 저압 가공전선로의 지지물 사이의 이격거리는 30 cm 이상이어야 한다.

제 85 조 (고압가공전선 등과 저압가공전선 등의 접근 또는 교차)

①. 고압 가공전선이저압 가공전선 또는 고압 전차선(이하 이 조에서 “저압 가공전선 등”이라 한다)과접근상태로 시설되거나 고압 가공전선이 저압 가공전선 등과 교차하는 경우에 고압가공전선 등의 위에 시설되는 때에는 다음 각 호에 따라야 한다.

1. 고압 가공전선로는 고압 보안공사에 의할 것. 다만, 그 전선로의 전선이 제 23 조제 1 항부터 제 3 항까지의 규정에 의하여 전선로의 일부에 접지공사를 한 저압가공전선과 접근하는 경우에는 그러하지 아니하다.
2. 고압 가공전선과 저압 가공전선 등 또는 그 지지물 사이의 이격거리는 표 85-1 에서 정한 값 이상일 것.

[표 85-1]

저압 가공전선 등 또는 그 지지물의 구분	이격거리
저압 가공전선 등	80 cm (고압 가공전선이 케이블인 경우에는 40 cm)
저압 가공전선 등의 지지물	60 cm (고압 가공전선이 케이블인 경우에는 30 cm)

②. 고압 가공전선 또는 고압 전차선(이하 이 조에서 “고압 가공전선 등”이라 한다)이 저압 가공전선과 접근하는 경우에는 고압 가공전선 등은 저압 가공전선의 아래쪽에 수평거리로 그 저압 가공전선로의 지지물의 지표상의 높이에 상당하는거리 안에 시설하여서는 아니 된다. 다만, 기술상의 부득이한 경우에 저압 가공전선이 다음 각 호에 따라 시설되는 경우 또는 고압 가공전선 등과 저압 가공전선과의 수평거리가 2.5 m 이상인 때에 저압 가공전선로의 전선 절단 • 지지물의도괴 등에 의하여 저압가공전선이 고압가공전선 등에 접촉할 우려가 없는 경우에는 그러하지 아니하다.

1. 저압 가공전선로는 저압 보안공사에 의할 것. 다만, 제 23 조제 1 항부터 제 3 항까지의 규정에 의하여 전로의 일부에 접지공사를 한 경우에는 그러하지 아니하다.
2. 저압 가공전선과 고압 가공전선 등 또는 그 지지물 사이의 이격거리는 표 85-2 에서 정한 값 이상일 것.

[표 85-2]

고압 가공전선 등 또는 그 지지물의 구분	이격거리
고압 가공전선	80 cm (고압 가공전선이 케이블인 경우에는 40 cm)
고압 전차선	1.2 m
고압 가공전선 등의 지지물	30 cm

3. 저압 가공전선로의 지지물과 고압 가공전선 등 사이의 이격거리는 60 cm (고압 가공전선로가 케이블인 경우에는 30 cm) 이상일 것.

③. 저압 가공전선과 고압 가공전선 등 사이의 수평거리가 2.5 m 이상인 경우 또는 수평거리가 1.2 m 이상이고 또한 수직거리가 수평거리의 1.5 배 이하인 경우에는 제 2 항 제 1 호 본문의 규정에 불구하고 저압 가공전선로는 저압 보안공사(전선에 관한 부분에 한한다)에 의하지 아니할 수 있다.

④. 고압 가공전선 등이 저압 가공전선과 교차하는 경우에는 고압 가공전선 등은 저압 가공전선의 아래에 시설하여서는 아니 된다. 이 경우에 제 2 항 단서의 규정을 준용한다.

제 86 조 (고압 가공전선 상호 간의 접근 또는 교차)

고압 가공전선이 다른 고압 가공전선과 접근상태로 시설되거나 교차하여 시설되는 경우에는 다음 각 호에 따라 시설하여야 한다.

1. 위쪽 또는 옆쪽에 시설되는 고압 가공전선로는 고압 보안공사에 의할 것.
2. 고압가공전선 상호 간의 이격거리는 80 cm (어느 한쪽의

전선이 케이블인 경우에는 40 cm) 이상, 하나의 고압 가공전선과 다른 고압 가공전선로의 지지물 사이의 이격거리는 60 cm (전선이 케이블인 경우에는 30 cm) 이상일 것.

제 87 조 (저압 가공전선과 다른 시설물의 접근 또는 교차)

- ① 저압 가공전선이 건조물 • 도로 • 횡단보도교 • 철도 • 궤도 • 삭도 • 가공약전류 전선로 등 • 안테나 • 교류 전차선등 • 저압 또는 고압의 전차선 • 다른 저압 가공전선 • 고압 가공전선 및 특고압가공전선 이외의 시설물(이하 이 조에서 “다른 시설물”이라 한다)과 접근상태로 시설되는 경우에는 저압 가공전선과 다른 시설물 사이의 이격거리는 표 87-1 에서 정한 값 이상이어야 한다.

[표 87-1]

다른 시설물의 구분	접근형태	이격거리
조영물의 상부조영재	위쪽	2 m (전선이 고압 절연전선, 특고압 절연전선 또는 케이블인 경우에는 1 m)
	옆쪽 또는 아래쪽	60 cm (전선이 고압 절연전선, 특고압 절연전선 또는 케이블인 경우에는 30 cm)
조영물의 상부조영재 이외의 부분 또는 조영물의이외의 시설물		60 cm (전선이 고압 절연전선, 특고압 절연전선 또는 케이블인 경우에는 30 cm)

- ② 저압 가공전선이 다른 시설물의 위에서 교차하는 경우에는 제 1 항의 규정에 준하여 시설하여야 한다.

- ③ 저압 가공전선이 다른 시설물과 접근하는 경우에 저압

가공전선이 다른 시설물의 아래쪽에 시설되는 때에는 상호 간의 이격거리를 60 cm (전선이 고압 절연전선, 특고압 절연전선 또는 케이블인 경우에 30 cm) 이상으로 하고 또한 위험의우려가 없도록 시설하여야 한다.

④ 저압 가공전선을 다음 각 호의 어느 하나에 따라 시설하는 경우에는 제 1 항부터 제 3 항까지(이격거리에 관한 부분에 한한다)의 규정에 의하지 아니할 수 있다.

1. 저압 방호구에 넣은 저압 가공나전선을 건축 현장의 비계틀 또는 이와 유사한 시설물에 접촉하지 아니하도록 시설하는 경우
2. 저압 방호구에 넣은 저압 가공절연전선 등을 조영물에 시설된 간이한 돌출간판 기타 사람이 올라갈 우려가 없는 조영재 또는 조영물 이외의 시설물에 접촉하지 아니하도록 시설하는 경우
3. 저압 절연전선 또는 저압 방호구에 넣은 저압 가공나전선을 조영물에 시설된 간이한 돌출간판 기타 사람이 올라갈 우려가 없는 조영재에 30 cm 이상 이격하여 시설하는 경우

제 88 조 (고압 가공전선과 다른 시설물의 접근 또는 교차)

①. 고압 가공전선이 건조물 • 도로 • 횡단보도교 • 철도 • 궤도 • 삭도 • 가공약전류 전선 등 • 안테나 • 교류 전차선 등 • 저압 또는 전차선 • 저압 가공전선 • 다른 고압 가공전선 및 특고압 가공전선이외의 시설물(이하 이 조에서 “다른 시설물”이라 한다)과 접근상태로 시설되는 경우에는 고압 가공전선과 다른 시설물의 이격거리는 표 88-1 에서 정한

값 이상으로하여야 한다. 이 경우에 고압 가공전선로의 전선의 절단, 지지물이 도괴 등에 의하여고압 가공전선이 다른 시설물과 접촉함으로써 사람에게 위험을 줄 우려가 있을 때에는 고압 가공전선로는 고압 보안공사에 의하여야 한다.

- ②. 고압 가공전선이 다른 시설물의 위에서 교차하는 경우에는 제 1 항의 규정에 준하여 시설하여야 한다.
- ③. 고압 가공전선이 다른 시설물과 접근하는 경우에 고압 가공전선이 다른 시설물의아래쪽에 시설되는 때에는 상호 간의 이격거리를 80 cm (전선이 케이블인 경우에는 40 cm) 이상으로 하고 위험의 우려가 없도록 시설하여야 한다.
- ④. 고압 방호구에 넣은 고압 가공절연전선을 조영물에 시설된 간이한 돌출간판 기타 사람이 올라갈 우려가 없는 조영재 또는 조영물 이외의 시설물에 접촉하지아니하도록 시설하는 경우에는 제 1 항부터 제 3 항까지(이격거리에 관한 부분에 한한다)의 규정에 의하지 아니할 수 있다.

[표 88-1]

다른 시설물의 구분	접근형태	이격거리
조영물의 상부 조영재	위쪽	2 m (전선이 케이블인 경우에는 1 m)
	옆쪽 또는 아래쪽	80 cm (전선이 케이블인 경우에는 40 cm)
조영물의 상부조영재 이외의 부분 또는 조영물 이외의 시설물		80 cm (전선이 케이블인 경우에는 40 cm)

제 92 조 (농사용 저압 가공전선로의 시설)

농사용 전등 • 전동기 등에 공급하는 저압 가공전선로는 그 저압 가공전선이 건조물의 위에 시설되는 경우, 도로 • 철도 • 궤도 • 삭도 • 가공약전류 전선 등 • 안테나 • 다른 가공전선 또는 전차선과 교차하여 시설되는 경우 및 수평거리로 이와 그 저압 가공전선로의 지지물의 지표상 높이에 상당하는 거리안에 접근하여 시설되는 경우 이외의 경우에 한하여 다음 각 호에 따라 시설하는 때에는 제 69 조제 1 항 및 제 72 조의 규정에 의하지 아니할 수 있다.

1. 사용전압은 저압일 것
2. 저압 가공전선은 인장강도 1.38 kN 이상의 것 또는 지름 2 mm 이상의 경동선일 것.
3. 저압 가공전선의 지표상의 높이는 3.5 m 이상일 것. 다만, 저압 가공전선을 사람이 쉽게 출입하지 아니하는 곳에 시설하는 경우에는 3 m 까지로 감할 수 있다.
4. 목주의 굵기는 말구 지름이 9 cm 이상일 것.
5. 전선로의 경간은 30 m 이하일 것.
6. 다른 전선로에 접속하는 곳 가까이에 그 저압 가공전선로 전용의 개폐기 및 과전류 차단기를 각 극(과전류 차단기는 중성극을 제외한다)에 시설할 것.

附錄E-6

전기공급약관

제 23 조 【전기공급방식, 공급전압 및 주파수】

- ① 고객이 새로 전기를 사용하거나 계약전력을 증가시킬 경우의 공급방식 및 공급전압은 1 전기사용장소내의 계약전력 합계를 기준으로 다음 표에 따라 결정하되, 특별한 사정이 있는 경우에는 달리 적용할 수 있습니다. 다만, 고객이 희망할 경우에는 아래 기준 보다 상위전압으로 공급할 수 있습니다.

계약전력	공급방식 및 공급전압
100 kW 미만	교류 단상 220V 또는 교류 삼상 380V 중 한전이적당하다고 결정한 한가지 공급방식 및 공급전압
100 kW 이상 10,000 kW 이하	교류 삼상 22,900V
10,000 kW 초과 400,000 kW 이하	교류 삼상 154,000V
400,000 kW 초과	교류 삼상 345,000V 이상

- ② 신설 또는 증설후 계약전력이 40,000kW 이하로서 인근변전소의 주변압기 공급능력에 여유가 있고 전력계통의 보호협조, 선로구성 및 계량방법에 문제가 없는 경우에는 세칙에서 정하는 바에 따라 22,900V 로 공급할 수 있습니다.
- ③ 신설 또는 증설후의 계약전력이 400,000kW 를 초과하는 고객으로서 전력계통의 공급능력 보호협조, 설비구성 및 계량방법에 문제가 없는 경우에는 세칙에서 정하는 바에 따라 154,000kV 로 공급할 수 있습니다.
- ④ 1 전기사용장소가 2 이상의 전기사용계약단위로 구분되고 각각의 계약전력이 100kW 미만으로서 그 계약전력의 합계가 200kW 미만일 경우에는 세칙에서 정하는 바에 따라 저압으로 공급할 수 있습니다.
- ⑤ 트고객이 저압공급을 희망하고 개폐기 변압기 등

한전의공급설비 설치장소를 무상으로 제공할 경우에는
저압으로공급할 수 있습니다.

- ⑥ 지중공급 지중화확정지역 지중화예정지역의 고객이 한전제 2
장 전기의 공급 및 사용 19 의 필요에 따라 개폐기 변압기
등 한전의 공급설비 설치장소를 무상으로 제공할 경우에는
아래와 같이 1 건물의 계약전력 합계를 기준으로 저압으로
공급할 수 있습니다.

1. 지상에 공간을 제공하는 경우

가. 가로 2m 세로 4m 이상의 공간을 제공하는 경우:

300kW 미만

나. 가로 2m 세로 6m 이상의 공간을 제공하는 경우:

500kW 미만

2. 건물구내에 가로 5m 세로 10m 이상의 공간을
제공하는 경우 :

500kW 미만

- ⑦ 해당지역의 전기공급상 변전소 건설이 필요한 지역에서
고객이 변전소 건설장소를 제공할 경우에는 제 1 항에
불구하고고객이 희망하는 특별고압 중 1 전압으로 공급할 수
있습니다.

- ⑧ 한전이 고객에게 전기를 공급하는 경우의 표준전압별
전압유지범위는 아래와 같으며, 주파수는 60 헤르츠(Hz)를
표준주파수로 합니다.

표준전압	유지범위
110 V	110V ± 6V 이내
220 V	220V ± 13V 이내
380 V	380V ± 38V 이내

附錄E-7

배전선로 이설업무 지침

제 1 장 총 칙

1. 목 적

이 지침은 기설 배전선로와 타인의 전기적 설비 또는 기타 물건간에 상호장애를 일으키거나 지장을 주는 경우에 그 지장사유를 해소하기 위한 업무처리절차 및 공사비 부담에 관한 사항을 규정함을 목적으로 한다.

2. 적용범위

이 지침은 고객의 신청에 의한 배전선로 이설업무에 적용한다.

3. 용어의 정의

이 지침에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

가. 배전선로 이설공사

전기사업용 배전선로와 타인의 전기적 설비 또는 기타 물건간에 상호장애를 일으키거나 지장을 주는 경우 당해 배전선로를 이설, 변경 또는 철거하는 공사를 말한다.

나. 이설공사비

당해 배전선로 이설로 인하여 발생하는 총공사비를 말하며 고객이 부담하는 이설공사비는 이 지침의 제2장 제2절 7에서 정하는 고객시설부담 공사비를 말한다.

다. 배전선로

발전소, 변전소로부터 수급지점에 이르는 22.9 kV 이하의 전선로와 이에 속하는 개폐장치, 변압기 및 기타의 전기설비로서 당사가 소유하는 것을 말한다.

제 3 장 이설공사비 부담주체 결정

제 1 절 건조물 신증축의 경우

1. 신증축 부지내에 위치한 배전선로가 건조물의 신증축에 지장이 되어 토지소유자 또는 건축주가 이설을 요청하는 경우의 이설공사비는 우리회사가 부담한다. 다만, 미관상의 이유 등으로 이설요청하는 경우는 이설하지 아니함을 원칙으로 하며 계속 이설요구시에는 요청자 부담으로 이설한다.
2. 공공건축물을 신 • 증축하기 위하여 사업시행자가 “공익사업을 위한 토지 등의 취득및 보상에 관한 법률” 제 19 조(토지등의 수용 또는 사용)에 의거 학교, 운동장, 청사, 박물관 등을 신 • 증축할 경우 사업부지내의 배전선로 이설공사비는 동법 제 61 조(사업시행자 보상) 및 제 75 조(건축물등 물건에 대한 보상)에 따라 사업시행자가 부담한다.
3. 공공용지 또는 타인의 사유지에 위치한 배전선로가 신증축 건조물과 전기설비기술기준의 판단기준에서 정한 측방이격거리에 미달되어 건축주가 이설 요청하는 경우의이설공사비는 우리회사가 부담한다.
4. 공공용지 또는 타인의 사유지에 위치한 배전선로가 건조물 신증축시 사유지내의 공사용비 계, 낙하방지막 등과 전기설비기술기준의 판단기준에서 정한 측방이격거리에 미달되어 건축주가 방호관 시설을 요청하는 경우 방호관 시설비는 우리회사가 부담한다. 다만, 사유지 밖으로 돌출된 건조물(간판 등)과 이격거리 미달시에는 요청자

부담으로 이 설한다.

제 2 절 기존고객 구내활용의 경우

1. 기존 고객의 구내에 설치되어 있는 배전선로가 구내활용에 지장이 되어 이설요청한 경우에는 이설공사비를 우리회사에서 부담한다.

단, 고객의 전기사용 편의 및 고객전용으로 전기를 공급하기 위해 고객의 요청 및동의하에 설치된 배전선로를 신증축 및 구내활용 지장으로 이설신청 할 경우는 고객이 부담한다.

2. “구내활용에 지장”이라 함은 다음의 경우를 말한다.

가. 고객소유 토지구내에 설치되어 있는 배전선로가 정원조성, 담장개축, 주차공간 활용 등 에 지장이 인정되는 경우

나. 안전사고의 위험이나 건조물 등 고객 시설물의 유지보수 곤란시예시

- 1) 유치원 운동장에 설치되어 있는 전주가 원아 놀이공간 확보에 지장이 되는 경우
- 2) 공장부지내 위치한 전주가 차량통행 또는 화물을 싣고 내리는데 지장이 되는 경우

제 4 절 도로법, 농어촌도로정비법 및 국토의 계획 및 이용에 관한법률에 의한 도로공사의 경우

1. 도로에 설치되어 있는 배전선로

도로관리청(한국도로공사 및 도로에 관한 민간투자사업자 포함)에서 시행하는 도로공사 에 지장이 되는 배전선로의 이설공사비는 우리 회사가 부담한다. 다만, 도로공사가 다른 공사 또는 행위로 인하여 필요하게 된 경우에는 그

다른 공사 사업시행자가 이설 공사비를 부담한다.

2. 도로구역으로 고시(도시관리계획 결정 • 고시)되었으나 아직
개설되지 않은 도로부지(신설 또는 확장예정부지)에
설치되어 있는 배전선로

가. 배전선로가 도로구역 고시(도시관리계획 결정 • 고시)
이전에 설치된 경우

- (1) 사유지에 설치되어 있는 경우

도로공사 사업시행자가 이설공사비 부담함

- (2) 국공유지에 설치되어 있는 경우

(가) 점용허가를 받은 경우 : 허가조건에 따라
부담주체를 결정함. 다만, 점용허가 조건에
이설시 비용부담에 관한 특별한 규정이 없는
경우에는 도로공사 사업시행자가 부담함

(나) 점용허가를 받지 않은 경우 : 우리 회사가 이설
공사비를 부담함

나. 배전선로가 도로구역 고시(도시관리계획 결정 • 고시)
이후에 설치된 경우에는 우리회사가 이설 공사비를
부담한다.

다. 도로공사가 다른 공사 또는 행위로 인하여 필요하게 된
경우에는 그 다른 공사 사업시행자가 부담한다.

3. 도로구역 이외의 부지에 설치되어 있는 배전선로

가. 사유지에 설치되어 있는 경우

도로공사 사업시행자가 이설공사비를 부담한다.

나. 국공유지에 설치되어 있는 경우

- (1) 점용허가를 받은 경우 : 허가조건에 따라

부담주체를 결정함. 다만, 점용 허가 조건에 이설시
비용부담에 관한 특별한 규정이 없는 경우에는
도로공사 사업시행자가 부담함

(2) 점용허가를 받지 않은 경우 : 우리 회사가
이설공사비를 부담함

제 7 절 법률에서 정한 사업의 경우

1. 법률에 의하여 시행하는 사업에 지장되는 배전선로의
이설공사비는 이 지침에서우리회사 부담으로 정한 경우를
제외하고는 ‘공익사업을위한토지등의취득및보상에관한법률
제 75 조’ 및 전기사업법 제 72 조’에 의거 사업시행자가
이설비용을 부담한다.
2. 공익사업시행자가 공익사업에 필요한 토지 등을
“공익사업을 위한 토지 등의 취득 및 보상에 관한 법률”에
의거 수용 • 사용 시 사업부지내의 배전시설물 이설비용은
동법제 75 조(건축물등 물건에 대한 보상)에 따라 이설되는
설비는 이설비용을, 철거되는 설비에 대하여는 철거비용 및
손실보상금을 사업시행자가 부담하며, 손실보상금은 아래와
같이 산정한다. 단, “공익사업을 위한 토지 등의 취득 및
보상에 관한 법률” 제 68 조 따라 사업시행자가 감정평가에
의거 손실보상금을 산정할 수 있다.

附錄 F

工作訪查問卷

附錄 F-1

「配電變壓器設置地點之規劃設計研究」工作訪查問卷

附錄 F-2

敬請台電區處訪查所需提供研究資料

附錄F-1

「配電變壓器設置地點之規劃設計研究」

工作訪查問卷

「配電變壓器設置地點之規劃設計研究」工作訪查問卷

法規層面：

1. 公路法訂定之道路規劃與實際設計：☐完全相符 ☐大致相符 ☐大致不符 ☐完全不符
2. 公路法訂定公用設施設置原則可行性：☐完全可行 ☐大致可行 ☐大致不行 ☐完全不行
3. 公路主管機關在明文規定設置原則下，是否有違背而不同意：
☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
4. 一般道路主管機關是否有統一公用設施設置原則：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
5. 一般道路主管機關是否有違背原則而不同意：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
6. 公司規劃與設計原則與道路主關機關之規定或原則是否牴觸：
7. ☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
8. 配電場所設置之法源是否明確：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
9. 配電場所設置之法律規定是否明確：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
10. 除相關道路規定外，是否有其他須依循的規則、計畫、要求及協議等等：

執行層面：

1. 依設置原則設計，但卻無法安裝：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
2. 依設置原則設計，但法定距離不足：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
3. 依設置原則設計，但受第三者設施阻礙難裝置：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
4. 依設置原則設計，但受輿論阻礙：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
5. 依設置原則設計，但關說阻礙：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
6. 受前 1~5 影響，而違背原設計：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
7. 依設置原則設計後，會再遷移機率：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
8. 依協議原則設置後，會再遷移機率：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
9. 依公證後，會再遷移機率：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
10. 除上述外，有執行上困難之由：_____

民眾反對意見：

1. 基於法規者：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
2. 基於本身非電力直接使用者：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
3. 要求輪流設置：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
4. 基於環保意識：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
5. 基於風俗民情：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
6. 基於美觀：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
7. 基於阻礙使用與交通：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
8. 與鄰交惡所致：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
9. 基於健康理由：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
10. 基於投資價值：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
11. 毫無理由：☐有 ☐大致有 ☐大致沒有 ☐完全沒有
12. 請依上述列出前三項反對理由最普遍者：_____

附錄F-2

敬請台電區處訪查所需提供研究資料

敬請台電區處訪查所需提供研究資料

該區處配電變壓器之總數量		
桿上變壓器	總數量 年份	變壓器總數量
	2011 年	
	2012 年	
亭置變壓器	總數量 年份	變壓器總數量
	2011 年	
	2012 年	

該區處配電變壓器被要求遷移之案件總件數		
桿及上附變壓設施	總件數 年份	被要求遷移之總件數
	2011 年	
	2012 年	
亭及置附變壓設施	總件數 年份	被要求遷移之總件數
	2011 年	
	2012 年	

該區處負責單位之總人數與處理平均人次		
單位人數	總人數 年份	該負責單位總人數
	2011 年	
	2012 年	
處理人力	平均人次 年份	處理案件之平均人次
	2011 年	
	2012 年	

- ※ 敬請貴區處設計課統一彙整填寫
- ※ 敬請貴區處提供配電變壓器遷移之案例，並附上貴公司案件回覆
(有關公路法之道路不可設置變壓器與民眾要求遷移案例各一件)