

**PENGARUH TINGKAT TEGANGAN TINGGI TERHADAP  
KEBUTUHAN PENTANAHAN PERALATAN PADA  
GARDU INDUK**

**SKRIPSI**

**Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik**



**Disusun Oleh :**

**ANDI KRISTONO  
NIM. 0110630015**

**DEPARTEMEN PENDIDIKAN NASIONAL  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
FAKULTAS TEKNIK  
MALANG  
2007**

**PENGARUH TINGKAT TEGANGAN TINGGI TERHADAP  
KEBUTUHAN PENTANAHAN PERALATAN PADA  
GARDU INDUK**

**SKRIPSI**

Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun Oleh :

**ANDI KRISTONO  
NIM. 0110630015**

**DOSEN PEMBIMBING :**

**Ir. Drs. MOCH. DHOFIR, MT.**  
NIP. 131 879 031

**Ir. H. CHOIRI**  
NIP. 130 703 042

# PENGARUH TINGKAT TEGANGAN TINGGI TERHADAP KEBUTUHAN PENTANAHAN PERALATAN PADA GARDU INDUK

Disusun Oleh :

**ANDI KRISTONO**  
**NIM. 0110630015**

Skripsi ini telah diuji dan dinyatakan lulus pada  
Tanggal 12 Juli 2007

## DOSEN PENGUJI

Ir. H. Hari Santoso, MS.  
NIP. 131 470 477

Ir. Mahfudz Shidiq, MT  
NIP 131 699 002

Ir. Chairuzzaini  
NIP. 130 682 589

Ir. Teguh Utomo, MT  
NIP. 131 960 444

Mengetahui

Ketua Jurusan Teknik Elektro

Ir. Heru Nurwarsito, M. Kom.  
NIP. 131 879 033

## KATA PENGANTAR

Syukur Alhamdulillah terpanjatkan ke hadirat ALLAH SWT yang telah memberikan segala kemampuan dan kemudahan sehingga skripsi dengan judul “PENGARUH TINGKAT TEGANGAN TINGGI TERHADAP KEBUTUHAN PENTANAHAN PERALATAN PADA GARDU INDUK” ini dapat terselesaikan dengan baik.

Tiada kata yang tepat selain ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada semua pihak yang telah memberikan kontribusinya demi terselesainya penyusunan skripsi ini karena tanpa adanya dukungan dan bantuan tersebut tentunya penyelesaian skripsi ini tidak akan bisa berjalan dengan lancar. Adapun pihak-pihak yang telah berperan dalam penyelesaian skripsi ini antara lain:

1. Bapak Ir. Heru Nurwarsito, M. Kom. selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya
2. Bapak Ir. H. Choiri selaku Ketua Kelompok Dosen Keahlian Sistem Tenaga Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya sekaligus sebagai dosen pembimbing yang telah memberikan masukan-masukan.
3. Bapak Ir. Drs. Moch. Dhofir, MT. selaku dosen pembimbing yang telah banyak meluangkan waktu dan pikiran serta memberikan dukungan demi terselesainya penyusunan skripsi ini.
4. Seluruh Dosen dan karyawan yang telah membantu proses penyusunan skripsi ini
5. Teman-teman di Jurusan Teknik Elektro yang telah memberikan dukungan dan semangat sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik.
6. Semua pihak yang telah membantu yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Di sisi lain, dalam penyusunan skripsi ini masih banyak terdapat kekurangan-kekurangan yang memerlukan perbaikan dan masukan. Oleh karena itu segala saran dan kritik sangat diharapkan sebagai bahan untuk menciptakan karya yang lebih baik di dalam kesempatan yang lain. Akhir kata, semoga skripsi ini dapat bermanfaat dan menjadi inspirasi bagi para pembacanya.

Malang, Juni 2007

Penulis

## DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	i
DAFTAR ISI	ii
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
ABSTRAK	xiv
I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Ruang Lingkup	2
1.5 Tujuan	3
1.6 Sistematika Penulisan	3
II. STUDI LITERATUR	5
2.1 Jenis Gardu Induk	5
2.1.1 Gardu Induk Pasangan Luar	5
2.1.2 Gardu Induk Pasangan Dalam	5
2.1.3 Gardu Induk Setengah Pasangan Luar	6
2.1.4 Gardu Induk Pasangan Bawah Tanah	6
2.1.5 Gardu Induk Jenis Mobil	6
2.2 Peralatan-Peralatan Standar pada Gardu Induk Pasangan Luar	7
2.2.1 Transformator Utama	8
2.2.2 Pemisah	8
2.2.3 Pemutus Tenaga	9
2.2.4 Transformator Arus	9
2.2.5 Transformator Tegangan	10
2.2.6 Arester	10
2.2.6.1 Tegangan Dasar Arester	11
2.2.6.2 Tegangan Pelepasan Arester	11

2.2.6.3 Jarak antara Arester dengan Peralatan yang Dilindungi	11
2.3 Klasifikasi Tegangan Abnormal pada Gardu Induk Pasangan Luar	12
2.3.1 Surja Petir	12
2.3.1.1 Sambaran Langsung	12
2.3.1.2 Sambaran Induksi	13
2.3.1.3 Sambaran Dekat	13
2.3.1.4 Sambaran Jauh	13
2.3.2 Surja Hubungan	14
2.3.3 Gangguan Satu Fasa ke Tanah	14
2.4 Pengaturan Tata Letak Peralatan pada Gardu Induk Pasangan Luar	15
2.4.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah	16
2.4.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa	17
2.4.3 Jarak Pisah Peralatan	18
2.4.3.1 Serandang Tipe Gawang	19
2.4.3.2 Serandang Tipe Phi (II)	19
2.4.4 Susunan Konduktor dalam Serandang Busbar	20
2.4.4.1 Jarak antar Konduktor dalam Serandang Busbar	20
2.4.4.2 Jarak antara Konduktor dengan Serandang Busbar	21
2.4.5 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan	22
2.4.6 Jarak Pisah Minimal karena Pengaruh Lingkungan	24
2.4.6.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah	24
2.4.6.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa	24
2.4.6.3 Jarak Pisah Peralatan	24
2.4.6.4 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan	24
2.5 Susunan Peralatan Gardu Induk Pasangan Luar	25
2.6 Tahanan Pentanahan	25
2.6.1 Komponen Tahanan Pentanahan	25
2.6.2 Tahanan Jenis Tanah	26
2.7 Lama Gangguan (fault duration)	28
2.8 Arus Melalui Tubuh Manusia	29
2.8.1 Arus Persepsi	30
2.8.2 Arus Mempengaruhi Otot	30
2.8.3 Arus Fibrilasi	30
2.8.4 Arus Reaksi	31

2.9 Gradien Tegangan	32
2.9.1 Tegangan Sentuh	32
2.9.2 Tegangan Sentuh Sebenarnya	33
2.9.3 Tegangan Langkah	35
2.9.4 Tegangan Langkah Sebenarnya	36
2.9.5 Tahanan Tubuh Manusia	37
2.10 Efek Lapisan Material pada Permukaan Tanah Gardu Induk	38
2.11 Perencanaan Pentanahan Peralatan Gardu Induk	39
2.11.1 Tujuan Pentanahan Peralatan Gardu Induk	39
2.11.2 Langkah-Langkah Perencanaan	40
2.11.3 Ukuran Konduktor Pentanahan	40
2.11.4 Jumlah Batang Pentanahan Minimal	41
2.12 Konduktor Pentanahan	42
2.12.1 Jenis Konduktor Pentanahan	42
2.12.1.1 Tembaga	42
2.12.1.2 Tembaga Berlapis Baja (copper clad-steel)	43
2.12.1.3 Almunium	43
2.12.1.4 Baja (steel)	43
2.12.2 Tipe Konduktor Pentanahan	43
2.12.2.1 Elektroda Pita	43
2.12.2.2 Elektroda Batang	43
2.12.2.3 Elektroda Plat	44
2.12.2.4 Logam Lainnya dalam Tanah	44
2.13 Pentanahan Batang (rod)	44
2.14 Pentanahan Grid	46
2.15 Kombinasi Grid dan Rod	48
III. METODE PENELITIAN	50
3.1 Studi Literatur	50
3.2 Data yang Diperlukan	50
3.3 Perhitungan dan Analisa	51
3.3.1 Menghitung Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) di dalam Gardu Induk Pasangan Luar	51
3.3.2 Menghitung Jarak antar Konduktor dan Jarak antara Konduktor	

dengan Serandang di dalam Serandang Busbar	51
3.3.3 Menghitung Jarak antara Arester dengan Transformator Utama	51
3.3.4 Menghitung Panjang dan Lebar Minimal Gardu Induk Pasangan Luar	52
3.3.5 Penentuan Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Peralatan Gardu Induk Pasangan Luar	52
3.3.6 Penentuan Kebutuhan Luas untuk Penambahan Satu Buah Peralatan di dalam Gardu Induk Pasangan Luar	53
3.4 Penutup	53
3.5 Diagram Alir Perhitungan	54
<b>IV. PERHITUNGAN DAN ANALISA</b>	<b>55</b>
4.1 Jarak Pisah Minimal Sistem 70 kV	56
4.1.1 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem	56
4.1.1.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	56
4.1.1.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	57
4.1.1.3 Jarak Pisah Peralatan (isolating distance)	58
4.1.1.4 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	60
4.1.1.5 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	60
4.1.2 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Surja Petir	61
4.1.2.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	62
4.1.2.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	62
4.1.2.3 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	62
4.1.2.4 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	63
4.1.3 Perbandingan Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem dan Tegangan Surja Petir Sistem 70 kV	63
4.2 Jarak antara Arester dengan Transformator Sistem 70 kV	64
4.3 Jarak antar Konduktor dan Jarak antara Konduktor dengan Serandang pada Serandang Busbar Sistem 70 kV	65
4.3.1 Jarak antar Konduktor dalam Serandang Busbar	65
4.3.2 Jarak antara Konduktor dengan Serandang Busbar	66
4.4 Luas Tanah Minimal Gardu Induk Sistem 70 kV	67
4.4.1 Panjang Minimal Gardu Induk Sistem 70 kV	68

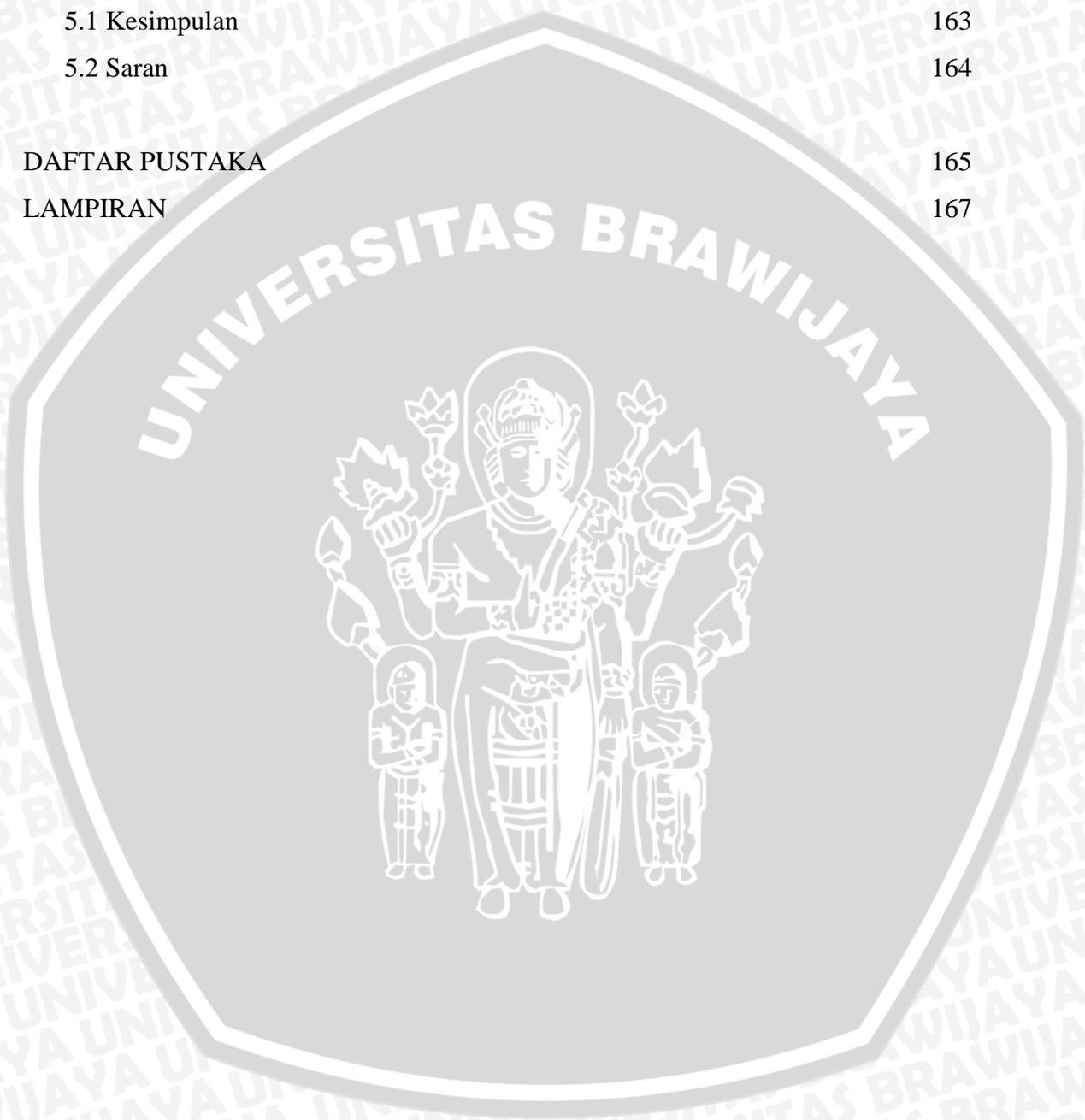
4.4.2 Lebar Minimal Gardu Induk Sistem 70 kV	71
4.5 Jarak Pisah Minimal Sistem 150 kV	71
4.5.1 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem	72
4.5.1.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	72
4.5.1.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	73
4.5.1.3 Jarak Pisah Peralatan (isolating distance)	74
4.5.1.4 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	75
4.5.1.5 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	76
4.5.2 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Surja Petir	76
4.5.2.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	76
4.5.2.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	77
4.5.2.3 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	77
4.5.2.4 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	77
4.5.3 Perbandingan Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem dan Tegangan Surja Petir Sistem 150 kV	78
4.6 Jarak antara Arester dengan Transformator Sistem 150 kV	79
4.7 Jarak antar Konduktor dan Jarak antara Konduktor dengan Serandang pada Serandang Busbar Sistem 150 kV	80
4.7.1 Jarak antar Konduktor dalam Serandang Busbar	80
4.7.2 Jarak antara Konduktor dengan Serandang Busbar	80
4.8 Luas Tanah Minimal Gardu Induk Sistem 150 kV	81
4.8.1 Panjang Minimal Gardu Induk Sistem 150 kV	82
4.8.2 Lebar Minimal Gardu Induk Sistem 150 kV	85
4.9 Jarak Pisah Minimal Sistem 500 kV	85
4.9.1 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem	85
4.9.1.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	86
4.9.1.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	87
4.9.1.3 Jarak Pisah Peralatan (isolating distance)	87
4.9.1.4 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	89
4.9.1.5 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	89
4.9.2 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Surja Hubung	90

4.9.2.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	90
4.9.2.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	90
4.9.2.3 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	91
4.9.2.4 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	91
4.9.3 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Surja Petir	92
4.9.3.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	92
4.9.3.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	92
4.9.3.3 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	93
4.9.3.4 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	93
4.9.4 Perbandingan Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem, Tegangan Surja Hubung dan Tegangan Surja Petir Sistem 500 kV	94
4.10 Jarak antara Arester dengan Transformator Sistem 500 kV	95
4.11 Jarak antar Konduktor dan Jarak antara Konduktor dengan Serandang pada Serandang Busbar Sistem 500 kV	96
4.11.1 Jarak antar Konduktor dalam Serandang Busbar	96
4.11.2 Jarak antara Konduktor dengan Serandang Busbar	97
4.12 Luas Tanah Minimal Gardu Induk Sistem 500 kV	97
4.12.1 Panjang Minimal Gardu Induk Sistem 500 kV	99
4.12.2 Lebar Minimal Gardu Induk Sistem 500 kV	102
4.13 Pentanahan Peralatan Gardu Induk 70 kV	103
4.13.1 Ukuran Minimal Konduktor Pentanahan	104
4.13.1.1 Ukuran Minimal Konduktor Grid	104
4.13.1.2 Ukuran Minimal Konduktor Batang	105
4.13.2 Kebutuhan Minimal Pentanahan Gardu Induk Sistem 70 kV Berdasarkan Nilai Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah	106
4.13.2.1 Tegangan Sentuh yang Diiijinkan	107
4.13.2.2 Tegangan Langkah yang Diiijinkan	107
4.13.3 Konfigurasi Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 70 kV	108
4.13.3.1 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 70 kV	108
4.13.3.2 Tahanan Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 70 kV	110

4.13.3.3 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 70 kV	112
4.13.3.4 Tahanan Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 70 kV	113
4.13.3.5 Tahanan Mutual Grid Rod	113
4.13.3.6 Tahanan Kombinasi Grid Rod	114
4.13.4 Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah Sebenarnya Gardu Induk 70 kV	115
4.13.4.1 Tegangan Sentuh Sebenarnya	115
4.13.4.2 Tegangan Langkah Sebenarnya	117
4.14 Kebutuhan Konduktor Pentanahan Peralatan Gardu Induk 70 kV dengan Adanya Penurunan Nilai Tegangan Sentuh Sebenarnya Sebesar 5%	118
4.15 Pentanahan Peralatan Gardu Induk 150 kV	122
4.15.1 Ukuran Minimal Konduktor Pentanahan	122
4.15.1.1 Ukuran Minimal Konduktor Grid	122
4.15.1.2 Ukuran Minimal Konduktor Batang	123
4.15.2 Kebutuhan Minimal Pentanahan Gardu Induk Sistem 150 kV Berdasarkan Nilai Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah	124
4.15.2.1 Tegangan Sentuh yang Diiijinkan	124
4.15.2.2 Tegangan Langkah yang Diiijinkan	125
4.15.3 Konfigurasi Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 150 kV	125
4.15.3.1 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 150 kV	126
4.15.3.2 Tahanan Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 150 kV	127
4.15.3.3 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 150 kV	128
4.15.3.4 Tahanan Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 150 kV	129
4.15.3.5 Tahanan Mutual Grid Rod	130
4.15.3.6 Tahanan Kombinasi Grid Rod	130
4.15.4 Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah Sebenarnya Gardu Induk 150 kV	131
4.15.4.1 Tegangan Sentuh Sebenarnya	131
4.15.4.2 Tegangan Langkah Sebenarnya	133
4.16 Kebutuhan Konduktor Pentanahan Peralatan Gardu Induk 150 kV dengan Adanya Penurunan Nilai Tegangan Sentuh Sebenarnya Sebesar 5%	134

4.17 Pentanahan Peralatan Gardu Induk 500 kV	138
4.17.1 Ukuran Minimal Konduktor Pentanahan	138
4.17.1.1 Ukuran Minimal Konduktor Grid	138
4.17.1.2 Ukuran Minimal Konduktor Batang	139
4.17.2 Kebutuhan Minimal Pentanahan Gardu Induk Sistem 500 kV Berdasarkan Nilai Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah	140
4.17.2.1 Tegangan Sentuh yang Diijinkan	140
4.17.2.2 Tegangan Langkah yang Diijinkan	141
4.17.3 Konfigurasi Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 500 kV	141
4.17.3.1 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 500 kV	142
4.17.3.2 Tahanan Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 500 kV	143
4.17.3.3 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 500 kV	144
4.17.3.4 Tahanan Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 500 kV	144
4.17.3.5 Tahanan Mutual Grid Rod	145
4.17.3.6 Tahanan Kombinasi Grid Rod	146
4.17.4 Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah Sebenarnya Gardu Induk 500 kV	146
4.17.4.1 Tegangan Sentuh Sebenarnya	146
4.17.4.2 Tegangan Langkah Sebenarnya	148
4.18 Kebutuhan Konduktor Pentanahan Peralatan Gardu Induk 500 kV dengan Adanya Penurunan Nilai Tegangan Sentuh Sebenarnya Sebesar 5%	149
4.19 Kebutuhan Luas Lahan untuk Penambahan Satu Peralatan di dalam Gardu Induk	153
4.19.1 Peralatan yang Ditambahkan Dekat dengan Bagian Gardu Induk yang Ditanahkan	153
4.19.1.1 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 70 kV	154
4.19.1.2 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 150 kV	154
4.19.1.3 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 500 kV	155
4.19.2 Peralatan yang Ditambahkan Dekat dengan Peralatan Lainnya atau Bagian yang Bertegangan pada Gardu Induk	156
4.19.2.1 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 70 kV	157
4.19.2.2 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 150 kV	157

4.19.2.3 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 500 kV	157
4.20 Perbandingan Kebutuhan Minimal Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 70 kV, 150 kV, dan 500 kV	158
<b>V. PENUTUP</b>	163
5.1 Kesimpulan	163
5.2 Saran	164
<b>DAFTAR PUSTAKA</b>	165
<b>LAMPIRAN</b>	167



## ABSTRAK

**Andi Kristono**, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Brawijaya, Juni 2007, **Pengaruh Tingkat Tegangan Tinggi Terhadap Kebutuhan Pentanahan Peralatan pada Gardu Induk**. Dosen Pembimbing, Ir. Drs. Moch. Dhofir, MT. dan Ir. H. Choiri

Kebutuhan minimal luas lahan pentanahan peralatan gardu induk pasangan luar ditentukan berdasarkan adanya jarak pisah minimal (*minimum clearance*) di dalam gardu induk yang besarnya dipengaruhi oleh sistem tegangan yang digunakan. Jarak pisah minimal ini akan digunakan untuk menentukan jarak antara peralatan di dalam gardu induk. pasangan luar sehingga dapat diperoleh ukuran panjang dan lebar minimal gardu induk dengan cara menjumlahkan jarak antar peralatan tersebut. Sedangkan kebutuhan konduktor pentanahan dipengaruhi oleh tingkat tegangan sentuh dan tegangan langkah di dalam gardu induk. Jumlah konduktor minimal diperoleh jika nilai tegangan sentuh sebenarnya mendekati atau sama dengan nilai tegangan sentuh yang diijinkan dengan cara mengatur jarak antar konduktor grid hingga diperoleh konfigurasi pentanahan yang seminimal mungkin. Untuk gardu induk 70 kV, luas lahan minimal yang diperlukan adalah 1008 m<sup>2</sup> dengan jumlah konduktor minimal termasuk konduktor batang adalah 317 m dan jarak antar konduktor utama 16,50 m. Dengan konfigurasi pentanahan minimal tersebut nilai tegangan sentuh sebenarnya diperoleh sebesar 746,86 V yang mendekati nilai tegangan sentuh yang diijinkan sebesar 747 V. sedangkan nilai tegangan langkah sebenarnya dan tahanan pentanahan gardu induk masing-masing diperoleh sebesar 53,59 V dan 1,35 Ω. Pada gardu induk 150 kV, luas lahan minimal adalah sebesar 1752 m<sup>2</sup> dengan jumlah konduktor minimal termasuk konduktor batang sepanjang 1122 m dan jarak antar konduktor utama 4,43 m. Nilai tegangan sentuh sebenarnya yang diperoleh 1203,19 V mendekati nilai tegangan sentuh yang diijinkan sebesar 1203,5 V, tegangan langkah sebenarnya dan nilai tahanan pentanahan yang diperoleh adalah 256,26 V dan 0,73 Ω. Kemudian, untuk gardu induk dengan sistem tegangan 500 kV, luas lahan minimal adalah 22446 m<sup>2</sup> dan panjang minimal konduktor pentanahan termasuk pentanahan batang sebesar 2615 m dan jarak antar konduktor utama 23,25 m. Dengan konfigurasi minimal tersebut maka diperoleh nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 2074,97 V yang mendekati nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 2075 V. Nilai tegangan langkah sebenarnya dan nilai tahanan pentanahan berturut-turut adalah 66,92 V dan 0,21 Ω.

**Kata kunci:** sistem tegangan tinggi, jarak pisah minimal, luas lahan minimal, jumlah konduktor minimal, tegangan sentuh dan tegangan langkah sebenarnya, tahanan pentanahan peralatan gardu induk.

**PENGARUH TINGKAT TEGANGAN TINGGI TERHADAP  
KEBUTUHAN PENTANAHAN PERALATAN PADA  
GARDU INDUK**

**SKRIPSI**

**Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik**



**Disusun Oleh :**

**ANDI KRISTONO  
NIM. 0110630015**

**DEPARTEMEN PENDIDIKAN NASIONAL  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
FAKULTAS TEKNIK  
MALANG  
2007**

**PENGARUH TINGKAT TEGANGAN TINGGI TERHADAP  
KEBUTUHAN PENTANAHAN PERALATAN PADA  
GARDU INDUK**

**SKRIPSI**

Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun Oleh :

**ANDI KRISTONO**  
**NIM. 0110630015**

**DOSEN PEMBIMBING :**

**Ir. Drs. MOCH. DHOFIR, MT.**  
**NIP. 131 879 031**

**Ir. H. CHOIRI**  
**NIP. 130 703 042**

# PENGARUH TINGKAT TEGANGAN TINGGI TERHADAP KEBUTUHAN PENTANAHAN PERALATAN PADA GARDU INDUK

Disusun Oleh :

**ANDI KRISTONO**  
**NIM. 0110630015**

Skripsi ini telah diuji dan dinyatakan lulus pada  
Tanggal 12 Juli 2007

## DOSEN PENGUJI

Ir. H. Hari Santoso, MS.  
NIP. 131 470 477

Ir. Mahfudz Shidiq, MT  
NIP 131 699 002

Ir. Chairuzzaini  
NIP. 130 682 589

Ir. Teguh Utomo, MT  
NIP. 131 960 444

Mengetahui

Ketua Jurusan Teknik Elektro

Ir. Heru Nurwarsito, M. Kom.  
NIP. 131 879 033

## KATA PENGANTAR

Syukur Alhamdulillah terpanjatkan ke hadirat ALLAH SWT yang telah memberikan segala kemampuan dan kemudahan sehingga skripsi dengan judul “PENGARUH TINGKAT TEGANGAN TINGGI TERHADAP KEBUTUHAN PENTANAHAN PERALATAN PADA GARDU INDUK” ini dapat terselesaikan dengan baik.

Tiada kata yang tepat selain ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada semua pihak yang telah memberikan kontribusinya demi terselesaikannya penyusunan skripsi ini karena tanpa adanya dukungan dan bantuan tersebut tentunya penyelesaian skripsi ini tidak akan bisa berjalan dengan lancar. Adapun pihak-pihak yang telah berperan dalam penyelesaian skripsi ini antara lain:

1. Bapak Ir. Heru Nurwarsito, M. Kom. selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya
2. Bapak Ir. H. Choiri selaku Ketua Kelompok Dosen Keahlian Sistem Tenaga Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya sekaligus sebagai dosen pembimbing yang telah memberikan masukan-masukan.
3. Bapak Ir. Drs. Moch. Dhofir, MT. selaku dosen pembimbing yang telah banyak meluangkan waktu dan pikiran serta memberikan dukungan demi terselesaikannya penyusunan skripsi ini.
4. Seluruh Dosen dan karyawan yang telah membantu proses penyusunan skripsi ini
5. Teman-teman di Jurusan Teknik Elektro yang telah memberikan dukungan dan semangat sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik.
6. Semua pihak yang telah membantu yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Di sisi lain, dalam penyusunan skripsi ini masih banyak terdapat kekurangan-kekurangan yang memerlukan perbaikan dan masukan. Oleh karena itu segala saran dan kritik sangat diharapkan sebagai bahan untuk menciptakan karya yang lebih baik di dalam kesempatan yang lain. Akhir kata, semoga skripsi ini dapat bermanfaat dan menjadi inspirasi bagi para pembacanya.

Malang, Juni 2007

Penulis

## DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	i
DAFTAR ISI	ii
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
ABSTRAK	xiv
I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Ruang Lingkup	2
1.5 Tujuan	3
1.6 Sistematika Penulisan	3
II. STUDI LITERATUR	5
2.1 Jenis Gardu Induk	5
2.1.1 Gardu Induk Pasangan Luar	5
2.1.2 Gardu Induk Pasangan Dalam	5
2.1.3 Gardu Induk Setengah Pasangan Luar	6
2.1.4 Gardu Induk Pasangan Bawah Tanah	6
2.1.5 Gardu Induk Jenis Mobil	6
2.2 Peralatan-Peralatan Standar pada Gardu Induk Pasangan Luar	7
2.2.1 Transformator Utama	8
2.2.2 Pemisah	8
2.2.3 Pemutus Tenaga	9
2.2.4 Transformator Arus	9
2.2.5 Transformator Tegangan	10
2.2.6 Arester	10

2.2.6.1 Tegangan Dasar Arester	11
2.2.6.2 Tegangan Pelepasan Arester	11
2.2.6.3 Jarak antara Arester dengan Peralatan yang Dilindungi	11
2.3 Klasifikasi Tegangan Abnormal pada Gardu Induk Pasangan Luar	12
2.3.1 Surja Petir	12
2.3.1.1 Sambaran Langsung	12
2.3.1.2 Sambaran Induksi	13
2.3.1.3 Sambaran Dekat	13
2.3.1.4 Sambaran Jauh	13
2.3.2 Surja Hubung	14
2.3.3 Gangguan Satu Fasa ke Tanah	14
2.4 Pengaturan Tata Letak Peralatan pada Gardu Induk Pasangan Luar	15
2.4.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah	16
2.4.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa	17
2.4.3 Jarak Pisah Peralatan	18
2.4.3.1 Serandang Tipe Gawang	19
2.4.3.2 Serandang Tipe Phi (II)	19
2.4.4 Susunan Konduktor dalam Serandang Busbar	20
2.4.4.1 Jarak antar Konduktor dalam Serandang Busbar	20
2.4.4.2 Jarak antara Konduktor dengan Serandang Busbar	21
2.4.5 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan	22
2.4.6 Jarak Pisah Minimal karena Pengaruh Lingkungan	24
2.4.6.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah	24
2.4.6.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa	24
2.4.6.3 Jarak Pisah Peralatan	24
2.4.6.4 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan	24
2.5 Susunan Peralatan Gardu Induk Pasangan Luar	25
2.6 Tahanan Pentanahan	25
2.6.1 Komponen Tahanan Pentanahan	25
2.6.2 Tahanan Jenis Tanah	26
2.7 Lama Gangguan (fault duration)	28
2.8 Arus Melalui Tubuh Manusia	29
2.8.1 Arus Persepsi	30
2.8.2 Arus Mempengaruhi Otot	30

2.8.3 Arus Fibrilasi	30
2.8.4 Arus Reaksi	31
2.9 Gradien Tegangan	32
2.9.1 Tegangan Sentuh	32
2.9.2 Tegangan Sentuh Sebenarnya	33
2.9.3 Tegangan Langkah	35
2.9.4 Tegangan Langkah Sebenarnya	36
2.9.5 Tahanan Tubuh Manusia	37
2.10 Efek Lapisan Material pada Permukaan Tanah Gardu Induk	38
2.11 Perencanaan Pentanahan Peralatan Gardu Induk	39
2.11.1 Tujuan Pentanahan Peralatan Gardu Induk	39
2.11.2 Langkah-Langkah Perencanaan	40
2.11.3 Ukuran Konduktor Pentanahan	40
2.11.4 Jumlah Batang Pentanahan Minimal	41
2.12 Konduktor Pentanahan	42
2.12.1 Jenis Konduktor Pentanahan	42
2.12.1.1 Tembaga	42
2.12.1.2 Tembaga Berlapis Baja (copper clad-steel)	43
2.12.1.3 Almunium	43
2.12.1.4 Baja (steel)	43
2.12.2 Tipe Konduktor Pentanahan	43
2.12.2.1 Elektroda Pita	43
2.12.2.2 Elektroda Batang	43
2.12.2.3 Elektroda Plat	44
2.12.2.4 Logam Lainnya dalam Tanah	44
2.13 Pentanahan Batang (rod)	44
2.14 Pentanahan Grid	46
2.15 Kombinasi Grid dan Rod	48
<b>III. METODE PENELITIAN</b>	<b>50</b>
3.1 Studi Literatur	50
3.2 Data yang Diperlukan	50
3.3 Perhitungan dan Analisa	51
3.3.1 Menghitung Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) di dalam	

Gardu Induk Pasangan Luar	51
3.3.2 Menghitung Jarak antar Konduktor dan Jarak antara Konduktor dengan Serandang di dalam Serandang Busbar	51
3.3.3 Menghitung Jarak antara Arester dengan Transformator Utama	51
3.3.4 Menghitung Panjang dan Lebar Minimal Gardu Induk Pasangan Luar	52
3.3.5 Penentuan Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Peralatan Gardu Induk Pasangan Luar	52
3.3.6 Penentuan Kebutuhan Luas untuk Penambahan Satu Buah Peralatan di dalam Gardu Induk Pasangan Luar	53
3.4 Penutup	53
3.5 Diagram Alir Perhitungan	54
 IV. PERHITUNGAN DAN ANALISA	 55
4.1 Jarak Pisah Minimal Sistem 70 kV	56
4.1.1 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem	56
4.1.1.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	56
4.1.1.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	57
4.1.1.3 Jarak Pisah Peralatan (isolating distance)	58
4.1.1.4 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	60
4.1.1.5 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	60
4.1.2 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Surja Petir	61
4.1.2.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	62
4.1.2.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	62
4.1.2.3 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	62
4.1.2.4 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	63
4.1.3 Perbandingan Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem dan Tegangan Surja Petir Sistem 70 kV	63
4.2 Jarak antara Arester dengan Transformator Sistem 70 kV	64
4.3 Jarak antar Konduktor dan Jarak antara Konduktor dengan Serandang pada Serandang Busbar Sistem 70 kV	65
4.3.1 Jarak antar Konduktor dalam Serandang Busbar	65
4.3.2 Jarak antara Konduktor dengan Serandang Busbar	66

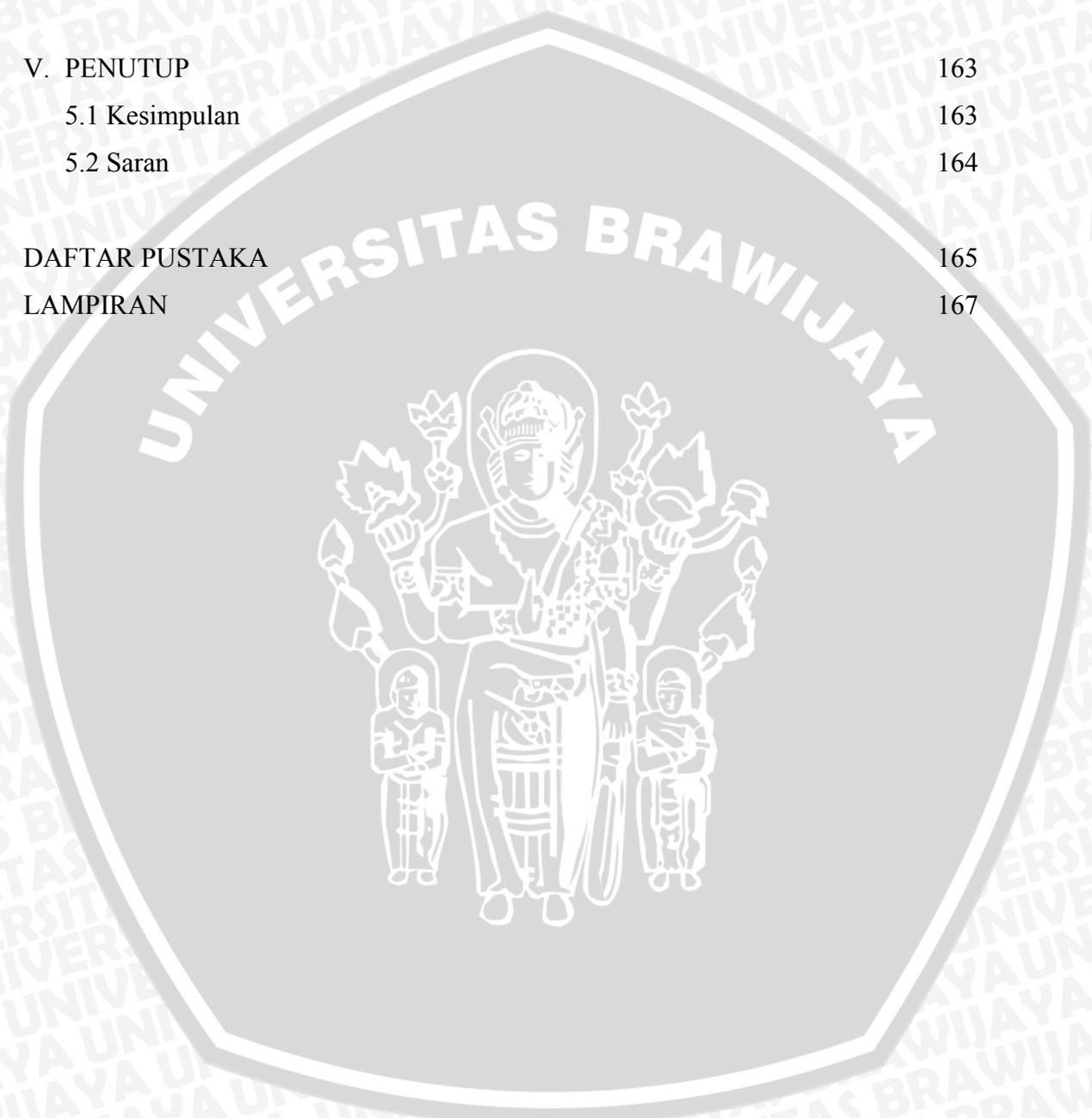
4.4 Luas Tanah Minimal Gardu Induk Sistem 70 kV	67
4.4.1 Panjang Minimal Gardu Induk Sistem 70 kV	68
4.4.2 Lebar Minimal Gardu Induk Sistem 70 kV	71
4.5 Jarak Pisah Minimal Sistem 150 kV	71
4.5.1 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem	72
4.5.1.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	72
4.5.1.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	73
4.5.1.3 Jarak Pisah Peralatan (isolating distance)	74
4.5.1.4 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	75
4.5.1.5 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	76
4.5.2 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Surja Petir	76
4.5.2.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	76
4.5.2.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	77
4.5.2.3 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	77
4.5.2.4 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	77
4.5.3 Perbandingan Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem dan Tegangan Surja Petir Sistem 150 kV	78
4.6 Jarak antara Arester dengan Transformator Sistem 150 kV	79
4.7 Jarak antar Konduktor dan Jarak antara Konduktor dengan Serandang pada Serandang Busbar Sistem 150 kV	80
4.7.1 Jarak antar Konduktor dalam Serandang Busbar	80
4.7.2 Jarak antara Konduktor dengan Serandang Busbar	80
4.8 Luas Tanah Minimal Gardu Induk Sistem 150 kV	81
4.8.1 Panjang Minimal Gardu Induk Sistem 150 kV	82
4.8.2 Lebar Minimal Gardu Induk Sistem 150 kV	85
4.9 Jarak Pisah Minimal Sistem 500 kV	85
4.9.1 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem	85
4.9.1.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	86
4.9.1.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	87
4.9.1.3 Jarak Pisah Peralatan (isolating distance)	87
4.9.1.4 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	89
4.9.1.5 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh	

Lingkungan	89
4.9.2 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Surja Hubung	90
4.9.2.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	90
4.9.2.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	90
4.9.2.3 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	91
4.9.2.4 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	91
4.9.3 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Surja Petir	92
4.9.3.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)	92
4.9.3.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)	92
4.9.3.3 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)	93
4.9.3.4 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan	93
4.9.4 Perbandingan Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem, Tegangan Surja Hubung dan Tegangan Surja Petir Sistem 500 kV	94
4.10 Jarak antara Arester dengan Transformator Sistem 500 kV	95
4.11 Jarak antar Konduktor dan Jarak antara Konduktor dengan Serandang pada Serandang Busbar Sistem 500 kV	96
4.11.1 Jarak antar Konduktor dalam Serandang Busbar	96
4.11.2 Jarak antara Konduktor dengan Serandang Busbar	97
4.12 Luas Tanah Minimal Gardu Induk Sistem 500 kV	97
4.12.1 Panjang Minimal Gardu Induk Sistem 500 kV	99
4.12.2 Lebar Minimal Gardu Induk Sistem 500 kV	102
4.13 Pentanahan Peralatan Gardu Induk 70 kV	103
4.13.1 Ukuran Minimal Konduktor Pentanahan	104
4.13.1.1 Ukuran Minimal Konduktor Grid	104
4.13.1.2 Ukuran Minimal Konduktor Batang	105
4.13.2 Kebutuhan Minimal Pentanahan Gardu Induk Sistem 70 kV Berdasarkan Nilai Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah	106
4.13.2.1 Tegangan Sentuh yang Diiijinkan	107
4.13.2.2 Tegangan Langkah yang Diiijinkan	107
4.13.3 Konfigurasi Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 70 kV	108
4.13.3.1 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Grid Gardu	

Induk Sistem 70 kV	108
4.13.3.2 Tahanan Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 70 kV	110
4.13.3.3 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 70 kV	112
4.13.3.4 Tahanan Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 70 kV	113
4.13.3.5 Tahanan Mutuall Grid Rod	113
4.13.3.6 Tahanan Kombinasi Grid Rod	114
4.13.4 Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah Sebenarnya Gardu Induk 70 kV	115
4.13.4.1 Tegangan Sentuh Sebenarnya	115
4.13.4.2 Tegangan Langkah Sebenarnya	117
4.14 Kebutuhan Konduktor Pentanahan Peralatan Gardu Induk 70 kV dengan Adanya Penurunan Nilai Tegangan Sentuh Sebenarnya Sebesar 5%	118
4.15 Pentanahan Peralatan Gardu Induk 150 kV	122
4.15.1 Ukuran Minimal Konduktor Pentanahan	122
4.15.1.1 Ukuran Minimal Konduktor Grid	122
4.15.1.2 Ukuran Minimal Konduktor Batang	123
4.15.2 Kebutuhan Minimal Pentanahan Gardu Induk Sistem 150 kV Berdasarkan Nilai Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah	124
4.15.2.1 Tegangan Sentuh yang Diiijinkan	124
4.15.2.2 Tegangan Langkah yang Diiijinkan	125
4.15.3 Konfigurasi Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 150 kV	125
4.15.3.1 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 150 kV	126
4.15.3.2 Tahanan Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 150 kV	127
4.15.3.3 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 150 kV	128
4.15.3.4 Tahanan Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 150 kV	129
4.15.3.5 Tahanan Mutuall Grid Rod	130
4.15.3.6 Tahanan Kombinasi Grid Rod	130
4.15.4 Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah Sebenarnya Gardu Induk 150 kV	131
4.15.4.1 Tegangan Sentuh Sebenarnya	131
4.15.4.2 Tegangan Langkah Sebenarnya	133

4.16 Kebutuhan Konduktor Pentanahan Peralatan Gardu Induk 150 kV dengan Adanya Penurunan Nilai Tegangan Sentuh Sebenarnya Sebesar 5%	134
4.17 Pentanahan Peralatan Gardu Induk 500 kV	138
4.17.1 Ukuran Minimal Konduktor Pentanahan	138
4.17.1.1 Ukuran Minimal Konduktor Grid	138
4.17.1.2 Ukuran Minimal Konduktor Batang	139
4.17.2 Kebutuhan Minimal Pentanahan Gardu Induk Sistem 500 kV Berdasarkan Nilai Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah	140
4.17.2.1 Tegangan Sentuh yang Diijinkan	140
4.17.2.2 Tegangan Langkah yang Diijinkan	141
4.17.3 Konfigurasi Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 500 kV	141
4.17.3.1 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 500 kV	142
4.17.3.2 Tahanan Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 500 kV	143
4.17.3.3 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 500 kV	144
4.17.3.4 Tahanan Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 500 kV	144
4.17.3.5 Tahanan Mutual Grid Rod	145
4.17.3.6 Tahanan Kombinasi Grid Rod	146
4.17.4 Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah Sebenarnya Gardu Induk 500 kV	146
4.17.4.1 Tegangan Sentuh Sebenarnya	146
4.17.4.2 Tegangan Langkah Sebenarnya	148
4.18 Kebutuhan Konduktor Pentanahan Peralatan Gardu Induk 500 kV dengan Adanya Penurunan Nilai Tegangan Sentuh Sebenarnya Sebesar 5%	149
4.19 Kebutuhan Luas Lahan untuk Penambahan Satu Peralatan di dalam Gardu Induk	153
4.19.1 Peralatan yang Ditambahkan Dekat dengan Bagian Gardu Induk yang Ditanahkan	153
4.19.1.1 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 70 kV	154
4.19.1.2 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 150 kV	154
4.19.1.3 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 500 kV	155
4.19.2 Peralatan yang Ditambahkan Dekat dengan Peralatan Lainnya atau Bagian yang Bertegangan pada Gardu Induk	156

4.19.2.1 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 70 kV	157
4.19.2.2 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 150 kV	157
4.19.2.3 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 500 kV	157
4.20 Perbandingan Kebutuhan Minimal Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 70 kV, 150 kV, dan 500 kV	158
V. PENUTUP	163
5.1 Kesimpulan	163
5.2 Saran	164
DAFTAR PUSTAKA	165
LAMPIRAN	167



## DAFTAR TABEL

No.	Judul	Halaman
Tabel 2.1	Perbandingan berbagai jenis gardu induk	7
Tabel 2.2	Tegangan surja petir Sistem 70 kV dan 150 kV	15
Tabel 2.3	Tegangan surja petir dan surja hubung sistem 500 kV	16
Tabel 2.4	Pengaruh struktur serandang terhadap tegangan	20
Tabel 2.5	Jarak pisah aman untuk pemeliharaan	23
Tabel 2.6	Perkiraan tahanan jenis tanah	27
Tabel 2.7	Lama gangguan di dalam gardu induk	29
Tabel 2.8	Batasan-batasan arus dan pengaruhnya pada manusia	32
Tabel 2.9	Tahanan tubuh manusia	38
Tabel 4.1	Perbandingan jarak pisah minimal berdasarkan tegangan maksimum sistem dan tegangan surja petir sistem 70 kV	64
Tabel 4.2	Perbandingan jarak pisah minimal berdasarkan tegangan maksimum sistem dan tegangan surja petir sistem 150 kV	78
Tabel 4.3	Perbandingan jarak pisah minimal berdasarkan tegangan maksimum sistem, tegangan surja hubung dan tegangan surja petir sistem 500 kV	94
Tabel 4.4	Luas yang diperlukan pada penambahan peralatan yang dekat dengan bagian yang ditanahkan	156
Tabel 4.5	Luas yang diperlukan pada penambahan peralatan yang dekat dengan peralatan lainnya atau bagian gardu induk yang bertegangan	158
Tabel 4.6	Perbandingan kebutuhan minimal pentanahan peralatan gardu induk sistem 70 kV, 150 kV, dan 500 kV	160

## DAFTAR GAMBAR

No.	Judul	Halaman
Gambar 2.1	Bentuk serandang tipe gawang	19
Gambar 2.2	Bentuk serandang tipe phi (II)	20
Gambar 2.3	Grafik jarak pisah untuk pemeliharaan horisontal	24
Gambar 2.4	Komponen tahanan pentanahan	26
Gambar 2.5	Pengaruh kelembapan, temperatur dan kandungan garam terhadap nilai tahanan jenis tanah	28
Gambar 2.6	Terjadinya tegangan sentuh	33
Gambar 2.7	Terjadinya tegangan langkah	35
Gambar 2.8	Cara pemasangan elektroda pita	43
Gambar 2.9	Faktor koefisien $K_1$	45
Gambar 2.10	Pengaruh panjang rod terhadap resistansi pentanahan	45
Gambar 2.11	Pentanahan grid	46
Gambar 2.12	Faktor koefisien $K_2$	47
Gambar 2.13	Tipe pentanahan kombinasi grid dan rod	48

## DAFTAR LAMPIRAN

No.	Judul	Halaman
Lampiran 1	Konstanta material	167
Lampiran 2	Rekomendasi jarak antara arester dengan transformator menurut Witzke dan Bliss dan English Electric Company	168
Lampiran 3	Arus hubung singkat 3 fasa gardu induk sektor Malang tahun 2000	169
Lampiran 4	Hasil perhitungan tegangan sentuh untuk setiap perubahan konfigurasi pentanahan peralatan gardu induk sistem 70 kV, 150 kV, dan 500 kV	170



## ABSTRAK

**Andi Kristono**, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Brawijaya, Juni 2007, **Pengaruh Tingkat Tegangan Tinggi Terhadap Kebutuhan Pentanahan Peralatan pada Gardu Induk**. Dosen Pembimbing, Ir. Drs. Moch. Dhofir, MT. dan Ir. H. Choiri

Kebutuhan minimal luas lahan pentanahan peralatan gardu induk pasangan luar ditentukan berdasarkan adanya jarak pisah minimal (*minimum clearance*) di dalam gardu induk yang besarnya dipengaruhi oleh sistem tegangan yang digunakan. Jarak pisah minimal ini akan digunakan untuk menentukan jarak antara peralatan di dalam gardu induk. pasangan luar sehingga dapat diperoleh ukuran panjang dan lebar minimal gardu induk dengan cara menjumlahkan jarak antar peralatan tersebut. Sedangkan kebutuhan konduktor pentanahan dipengaruhi oleh tingkat tegangan sentuh dan tegangan langkah di dalam gardu induk. Jumlah konduktor minimal diperoleh jika nilai tegangan sentuh sebenarnya mendekati atau sama dengan nilai tegangan sentuh yang diijinkan dengan cara mengatur jarak antar konduktor grid hingga diperoleh konfigurasi pentanahan yang seminimal mungkin. Untuk gardu induk 70 kV, luas lahan minimal yang diperlukan adalah 1008 m<sup>2</sup> dengan jumlah konduktor minimal termasuk konduktor batang adalah 317 m dan jarak antar konduktor utama 16,50 m. Dengan konfigurasi pentanahan minimal tersebut nilai tegangan sentuh sebenarnya diperoleh sebesar 746,86 V yang mendekati nilai tegangan sentuh yang diijinkan sebesar 747 V. sedangkan nilai tegangan langkah sebenarnya dan tahanan pentanahan gardu induk masing-masing diperoleh sebesar 53,59 V dan 1,35  $\Omega$ . Pada gardu induk 150 kV, luas lahan minimal adalah sebesar 1752 m<sup>2</sup> dengan jumlah konduktor minimal termasuk konduktor batang sepanjang 1122 m dan jarak antar konduktor utama 4,43 m. Nilai tegangan sentuh sebenarnya yang diperoleh 1203,19 V mendekati nilai tegangan sentuh yang diijinkan sebesar 1203,5 V, tegangan langkah sebenarnya dan nilai tahanan pentanahan yang diperoleh adalah 256,26 V dan 0,73  $\Omega$ . Kemudian, untuk gardu induk dengan sistem tegangan 500 kV, luas lahan minimal adalah 22446 m<sup>2</sup> dan panjang minimal konduktor pentanahan termasuk pentanahan batang sebesar 2615 m dan jarak antar konduktor utama 23,25 m. Dengan konfigurasi minimal tersebut maka diperoleh nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 2074,97 V yang mendekati nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 2075 V. Nilai tegangan langkah sebenarnya dan nilai tahanan pentanahan berturut-turut adalah 66,92 V dan 0,21  $\Omega$ .

**Kata kunci:** sistem tegangan tinggi, jarak pisah minimal, luas lahan minimal, jumlah konduktor minimal, tegangan sentuh dan tegangan langkah sebenarnya, tahanan pentanahan peralatan gardu induk.

## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Dalam sistem tenaga listrik, pengiriman daya listrik dari pusat pembangkit ke gardu induk atau dari satu gardu induk ke gardu induk lainnya dilakukan melalui saluran transmisi sedangkan daya listrik yang diterima oleh konsumen disalurkan melalui saluran distribusi dari masing-masing gardu induk di suatu wilayah beban. Daya listrik yang ditransmisikan ke gardu induk relatif besar jika dibandingkan dengan penyaluran daya listrik di tingkat distribusi. Disamping itu, pengiriman daya listrik melalui saluran transmisi biasanya dilakukan dengan menggunakan sistem tegangan tinggi. Sistem tegangan tinggi yang paling banyak digunakan saat ini adalah 70 kV, 150 kV, dan 500 kV. Semakin besar daya listrik yang ditransmisikan maka sistem tegangan tinggi yang digunakan juga semakin besar.

Pada gardu induk pasangan luar, tingkat tegangan tinggi pada saluran transmisi ini berpengaruh pada dimensi peralatan dan jarak antar peralatan di dalam gardu induk serta besarnya arus gangguan pada saat terjadi gangguan. Arus gangguan yang timbul pada sistem tegangan tinggi biasanya lebih besar daripada sistem dengan tingkat tegangan dibawahnya. Oleh sebab itu kebutuhan pentanahan peralatan gardu induk tipe terbuka tidak sama untuk setiap tingkat tegangan tinggi.

Tipe pentanahan peralatan pada gardu induk pasangan luar yang paling sering digunakan adalah tipe grid yang dikombinasikan dengan pentanahan batang (rod). Tipe pentanahan grid lebih dimaksudkan untuk meminimalkan bahaya tegangan sentuh dan tegangan langkah di dalam gardu induk pada saat terjadi gangguan. Sedangkan tipe pentanahan batang dalam hubungannya dengan kombinasi pentanahannya ini adalah dimaksudkan untuk mempertahankan nilai tahanan pentanahan gardu induk pada nilai yang konstan. Hal ini dilakukan karena konduktor batang (rod) dapat mencapai lapisan tanah dengan tingkat kelembapan yang stabil dan tidak terpengaruh oleh perubahan cuaca di bagian permukaan tanah sehingga nilai tahanan pentanahan dapat dipertahankan pada nilai yang rendah. Pentanahan peralatan gardu induk pasangan luar yang baik tidak hanya diperoleh dengan memperluas lahan pentanahan peralatan dan menambah panjang konduktor yang digunakan, tetapi juga harus memperhatikan tingkat kebutuhan minimal pentanahan peralatan gardu induk pasangan luar sehingga tidak menyebabkan terjadinya perencanaan pentanahan gardu induk yang berlebihan.

## 1.2. Rumusan Masalah

Dengan memperhatikan latar belakang penulisan skripsi di atas maka terdapat beberapa permasalahan yang akan dibahas, yaitu:

1. Bagaimana kebutuhan minimal pentanahan peralatan pada gardu induk pasangan luar untuk setiap tingkat tegangan tinggi berdasarkan ketentuan yang berlaku.
2. Berapa jumlah material (konduktor pentanahan) dan luas area pentanahan gardu induk pasangan luar yang diperlukan pada setiap tingkat tegangan tinggi.

## 1.3. Batasan Masalah

Agar penulisan skripsi ini mengarah pada tujuan yang ingin dicapai, maka di bawah ini diberikan beberapa batasan masalah, yaitu:

1. Tipe pentanahan yang digunakan adalah kombinasi grid dan rod
2. Bentuk grid yang digunakan adalah bentuk grid persegi
3. Jenis gardu induk adalah gardu induk pasangan luar
4. Tegangan yang akan dibahas adalah tegangan langkah dan tegangan sentuh
5. Tingkat tegangan tinggi yang digunakan adalah 70 kV, 150 kV, dan 500 kV.
6. Tidak membahas masalah pentanahan sistem dan sistem proteksi yang digunakan
7. Tidak membahas masalah pengukuran resistansi pentanahan.
8. Susunan peralatan dan peralatan di dalam gardu induk pasangan luar tidak diuraikan secara menyeluruh
9. Tidak membahas masalah konstruksi dan pemasangan jaringan di dalam gardu induk pasangan luar
10. Gangguan berasal dari sambaran petir dan gangguan satu fasa ke tanah.

## 1.4. Ruang Lingkup

Ruang lingkup pembahasan skripsi ini meliputi:

1. Menghitung jarak pisah minimal peralatan gardu induk pasangan luar
2. Menghitung luas lahan minimal gardu induk pasangan luar yang dibutuhkan
3. Menghitung jumlah minimal konduktor pentanahan yang diperlukan dengan nilai tegangan sentuh sebenarnya besarnya sama atau mendekati nilai tegangan sentuh yang diijinkan.
4. Menghitung tahanan pentanahan yang diperoleh dari konfigurasi pentanahan yang diperoleh

5. Menghitung tegangan sentuh dan tegangan langkah sebenarnya dari konfigurasi pentanahan yang diperoleh
6. Menghitung banyaknya konduktor pentanahan dengan adanya penurunan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 5% dari nilai sebelumnya
7. Menghitung pengaruh penurunan nilai tegangan sentuh sebenarnya terhadap nilai tahanan pentanahan dengan konfigurasi pentanahan yang baru.
8. Menghitung kebutuhan luas lahan minimal untuk penambahan satu buah pemisah atau pemutus di dalam gardu induk pasangan luar

### **1.5. Tujuan**

Tujuan dari penulisan skripsi ini adalah untuk mengetahui kebutuhan minimal pentanahan peralatan gardu induk pasangan luar dengan sistem tegangan tinggi 70 kV, 150 kV dan 500 kV agar diperoleh pentanahan yang sesuai dengan syarat-syarat pentanahan gardu induk yang diijinkan meliputi nilai tegangan langkah, tegangan sentuh dan nilai tahanan pentanahan gardu induk..

### **1.6. Sistematika Penulisan**

**Sistematika penulisan skripsi ini adalah sebagai berikut:**

#### **BAB I. Pendahuluan**

Berisi tentang latar belakang, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan penulisan, metodologi penelitian, dan sistematika penulisan .

#### **BAB II. Studi Literatur**

Berisi tentang teori jarak pisah minimal (minimum clearances), pentanahan grid dan batang (rod), tegangan sentuh dan tegangan langkah yang diijinkan, tegangan sentuh dan tegangan langkah sebenarnya, dan rumus-rumus perhitungan yang akan digunakan dalam analisa dan pembahasan.

#### **BAB III. Metodologi Penelitian**

Berisi tentang metode yang digunakan dalam penulisan skripsi ini.

#### **BAB IV. Perhitungan dan Analisa**

Berisi pembahasan tentang kebutuhan minimal pentanahan peralatan pada gardu induk pasangan luar meliputi banyaknya jumlah konduktor dan luas area pentanahan minimal yang diperlukan dengan sistem tegangan tinggi yang berbeda-beda sehingga syarat-syarat pentanahan peralatan yang meliputi parameter tegangan sentuh, tegangan langkah dan tahanan pentanahan gardu induk dapat terpenuhi.

#### **BAB V. Penutup**

Berisi kesimpulan tentang tingkat kebutuhan minimal pentanahan peralatan gardu induk pasangan luar meliputi luas area pentanahan dan jumlah material (konduktor) pentanahan dalam kaitannya dengan tingkat tegangan tinggi yang digunakan.



## BAB II

### STUDI LITERATUR

Di dalam sistem tenaga listrik, gardu induk memegang peranan yang sangat penting dalam menyalurkan daya listrik dari pusat pembangkit ke beban. Gardu induk berfungsi untuk menurunkan tegangan transmisi ke tingkat yang lebih rendah untuk disalurkan kepada konsumen.

#### 2.1 Jenis Gardu Induk

Dilihat dari letak pemasangan peralatan-peralatan maka gardu induk dapat dibedakan menjadi beberapa jenis yaitu:

##### 2.1.1 Gardu Induk Pasangan Luar

Gardu induk jenis pasangan luar (outdoor substation) terdiri dari peralatan-peralatan tegangan tinggi pasangan luar seperti transformator utama, peralatan-peralatan penghubung (switchgear) dan sebagainya dengan peralatan kontrol berada di dalam atau disebut juga pasangan dalam. Pada umumnya gardu induk jenis ini memerlukan lahan yang cukup luas dengan didominasi oleh bangunan konstruksi baja untuk serandang busbar, akan tetapi biaya konstruksinya murah dan pendinginannya mudah. Gardu induk pasangan luar biasanya mengambil lokasi di pinggiran kota dimana masih banyak terdapat tanah kosong dengan harga yang jauh lebih murah dibandingkan dengan di daerah perkotaan.

##### 2.1.2 Gardu Induk Pasangan Dalam

Gardu induk jenis pasangan dalam (indoor substation) adalah gardu induk dimana semua peralatan-peralatan tegangan tinggi, peralatan-peralatan hubung (switchgear) dan peralatan kontrol berada atau terpasang di dalam. Gardu induk pasangan dalam biasanya berada di pusat kota dan di daerah pantai dimana pengaruh kontaminasi garam cukup tinggi. Karena berada di pusat kota, maka luas tanah yang diperlukan tidak seluas gardu induk pasangan luar.

### 2.1.3 Gardu Induk Setengah Pasangan Luar

Pada gardu induk jenis setengah pasangan luar (semi outdoor substation), sebagian peralatan-peralatan tegangan tingginya terpasang di dalam gedung. Gardu induk jenis ini bermacam-macam konstruksinya tergantung dari pertimbangan-pertimbangan ekonomis, pencegahan kontaminasi garam, pencegahan gangguan suara, pencegahan kebakaran dan sebagainya.

### 2.1.4 Gardu Induk Pasangan Bawah Tanah

Pada gardu induk jenis ini, hampir semua peralatan tegangan tinggi dan peralatan hubung (switchgear) berada di dalam bangunan bawah tanah. Alat pendinginnya biasanya terletak di atas tanah sedangkan untuk peralatan kontrol kadang-kadang ada juga yang berada di atas tanah. Gardu induk jenis ini biasanya berada di daerah pusat kota yang ramai dengan jalan raya dan gedung-gedung tinggi. Biasanya dibangun di bawah jalan raya.

### 2.1.5 Gardu Induk Jenis Mobil

Pada gardu induk ini, peralatan-peralatan gardu induk berada di atas kereta hela (trailer) atau semacam truk. Gardu induk jenis ini digunakan pada saat terjadi gangguan di gardu induk yang permanen seperti keempat jenis diatas untuk mencegah terjadinya beban lebih berkala dan juga berfungsi untuk pemakaian sementara di tempat pembangunan. Dalam hal penyediaan daya listrik, gardu ini tidak dipakai secara luas, tetapi hanya merupakan transformator dan peralatan-peralatan hubung yang mudah dipindah-pindah dalam keadaan darurat.

Di bawah ini diberikan tabel tentang pemilihan jenis gardu induk yang meliputi kondisi tempat dimana gardu induk akan dibangun dan faktor ekonomi berdasarkan harga tanah untuk gardu induk jenis pasangan luar, pasangan dalam, dan bawah tanah. Untuk jenis setengah pasangan luar dan mobil tidak dimasukkan dalam tabel karena jenis setengah pasangan luar adalah gabungan dari jenis pasangan dalam dan pasangan luar sedangkan untuk jenis mobil, gardu induk tipe ini masih jarang penggunaannya.

**Tabel 2.1 Perbandingan berbagai jenis gardu induk**

<b>Faktor yang ditinjau</b>	<b>Pasangan luar</b>	<b>Pasangan dalam</b>	<b>Bawah tanah</b>
Saluran transmisi yang keluar	Atas-tanah	Terutama bawah-tanah	Hanya bawah-tanah
Keselarasan dengan lingkungan	Cocok untuk daerah jalur hijau dan daerah industri	Cocok untuk daerah perumahan dan daerah industri	Cocok untuk jalan-jalan ramai dan banyak gedung tinggi
Pencegahan terhadap gangguan suara	Agak sukar	Mudah	Mudah
Pencegahan terhadap kebakaran	Mudah	Mudah	Sukar, perlu hati-hati
Pencegahan terhadap banjir	Sukar di daerah yang rendah	mudah	Sukar, perlu hati-hati
Pencegahan terhadap salju	Sukar, perlu hati-hati	Tidak perlu	Tidak perlu
Pencegahan terhadap debu dan pengotoran garam	Sukar, perlu hati-hati	Tidak perlu	Tidak perlu
Daerah yang diperlukan	Besar	Sedang	Kecil
Mudah atau sukar dibangun	Mudah	Agak sukar	Agak sukar
Waktu pembangunan	Singkat	Agak lama	Lama
Harga tanah	Cocok bila harga tanah murah	Cocok bila harga tanah mahal	Cocok bila harga tanah mahal sekali
Operasi dan pemeliharaan	Mudah	Agak sukar	Agak sukar

Sumber : A. Arismunandar, S. kuwahara. Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik. Gardu Induk. 1984 : 2

## 2.2 Peralatan-Peralatan Standar Pada Gardu Induk Pasangan Luar

Peralatan-peralatan standar yang terdapat dalam gardu induk antara lain transformator utama, pemisah, pemutus, transformator arus, transformator tegangan dan

arester. Peralatan-peralatan tersebut mempunyai fungsi dan peranan masing-masing dalam mengoperasikan suatu gardu induk.

### 2.2.1 Transformator Utama

Transformator digunakan untuk menaikkan tegangan dan menurunkan tegangan. Di sisi pembangkit, transformator digunakan untuk menaikkan tegangan yang dihasilkan oleh generator sebelum ditransmisikan melalui jarak yang cukup jauh, sedangkan di sisi beban, transformator digunakan untuk menurunkan tegangan transmisi ke tingkat tegangan yang bisa digunakan oleh konsumen.

Saat ini, telah banyak digunakan transformator tiga fasa dibandingkan transformator satu fasa. Untuk kapasitas yang sama, penggunaan satu transformator tiga fasa jauh lebih menguntungkan dibandingkan dengan tiga buah transformator satu fasa. Kelebihan-kelebihan tersebut antara lain,

1. Berat satu transformator tiga fasa adalah sekitar 80% dari berat total tiga buah transformator satu fasa
2. Penggunaan transformator tiga fasa memerlukan tempat yang lebih kecil daripada penggunaan tiga buah transformator satu fasa.
3. Dalam hal pemasangan dan pengawatan, transformator tiga fasa lebih sederhana dan mudah dilakukan daripada transformator satu fasa.

Transformator tiga fasa akan sangat menguntungkan bila digunakan untuk sistem dengan tegangan di bawah 500 kV. Untuk kelas tegangan 500 kV, transformator yang digunakan adalah tiga buah transformator satu fasa, hal ini dilakukan dengan pertimbangan berat dan ukuran transformator jika digunakan satu buah transformator tiga fasa sehingga mengalami kesulitan dalam hal pengangkutan dan pemasangan.

(A. Arismunandar, 1984 : 2)

### 2.2.2 Pemisah

Di dalam gardu induk, pemisah (disconnect switch) berfungsi untuk membuka dan menutup rangkaian. Jika suatu gardu induk mengalami gangguan dan akan dilakukan perbaikan maka fungsi lain dari pemisah ini disamping fungsi diatas adalah untuk menunjukkan secara visual bahwa bagian dari gardu induk yang akan diperbaiki telah benar-benar bebas dari tegangan sehingga orang yang akan melakukan pemeliharaan dan perbaikan benar-benar terjamin keselamatannya.

Pada umumnya pemisah tidak dapat memutuskan arus. Meskipun pemisah dapat memutuskan arus yang kecil, tetapi pembukaan dan penutupan pemisah harus dilakukan setelah pemutus tenaga lebih dulu bekerja. Untuk menjaga hal-hal yang tidak diinginkan maka sistem kerja antara pemisah dan pemutus ini digunakan sistem saling mengunci (interlock). Rangkaian interlock ini akan mencegah bekerjanya pemisah apabila pemutus tenaga masih tertutup sehingga tidak menyebabkan kesalahan operasi yang dapat membahayakan keselamatan manusia yang bekerja di dalamnya.

### 2.2.3 Pemutus Tenaga

Pemutus tenaga (circuit breaker) berfungsi untuk menghubungkan dan memutuskan arus, baik dalam kondisi gangguan maupun kondisi normal. Pada keadaan gangguan, pemutus tenaga berfungsi untuk mengisolasi bagian yang mengalami gangguan sehingga tidak sampai menyebar ke bagian yang lain dan menimbulkan kerusakan yang lebih parah. Di dalam operasi gardu induk, pembukaan rangkaian harus dilakukan dengan mengoperasikan pemutus dulu baru kemudian pemisah-pemisahnya, sedangkan dalam penutupan rangkaian pemisah-pemisahnya harus dioperasikan dulu baru kemudian pemutus.

Karena peranannya sangat penting dalam menjaga kelangsungan penyaluran tenaga listrik, maka pemutus tenaga harus mempunyai spesifikasi yang baik dan mampu menahan arus gangguan yang besar tanpa menimbulkan kerusakan baik pada pemutus tenaga sendiri maupun peralatan lainnya pada gardu induk.

### 2.2.4 Transformator Arus

Transformator arus (current transformer) digunakan untuk keperluan pengukuran dan sistem proteksi pada gardu induk. Jika arus yang akan diukur kecil dan sistem tegangan yang digunakan adalah tegangan rendah, pengukuran dengan cara langsung yaitu dengan menghubungkan peralatan ukur dan rele proteksi dapat dilakukan. Tetapi untuk sistem yang besar dengan tegangan ekstra tinggi dan arus yang mengalir berkisar antara ratusan ampere maka desain dari alat ukur dan rele yang digunakan akan semakin rumit dan kompleks. Guna mengatasi hal tersebut, maka digunakan transformator arus yang dipasang pada sisi primer dari sistem dalam gardu induk untuk mendapatkan arus pengukuran yang lebih kecil.

Transformator arus ini dipasang secara seri terhadap jaringan di dalam gardu induk, arus yang mengalir pada rangkaian di dalam gardu induk akan mengalir ke sisi

primer dari transformator arus sedangkan sisi sekundernya terhubung dengan peralatan-peralatan ukur dan rele proteksi. Dengan demikian transformator arus berfungsi untuk menurunkan arus yang besar pada tegangan tinggi menjadi arus kecil dengan tegangan rendah untuk keperluan pengukuran dan sistem proteksi. Secara umum penggunaan transformator arus ini mempunyai beberapa tujuan yaitu:

1. Sebagai indikasi terhadap kondisi arus di dalam gardu induk
2. Untuk mengetahui kondisi beban
3. Untuk keperluan telemetering
4. Untuk keperluan sistem proteksi pada gardu induk

### 2.2.5 Transformator Tegangan

Jika transformator arus berfungsi untuk menurunkan arus yang besar pada sisi tegangan tinggi menjadi arus kecil dengan tegangan rendah maka transformator tegangan (voltage transformer) juga mempunyai fungsi yang sama yaitu menurunkan tegangan sistem yang tinggi menjadi tegangan yang lebih rendah untuk keperluan pengukuran dan rele. Sisi primer dari transformator tegangan ini akan terhubung dengan tegangan tinggi pada gardu induk, sedangkan sisi sekundernya akan terhubung dengan peralatan ukur dan sistem rele dan mensuplai tegangan rendah sesuai dengan rancangan atau desain dari alat ukur dan rele yang digunakan. Penggunaan transformator tegangan pada gardu induk ini berfungsi untuk :

1. Indikasi terhadap kondisi tegangan di dalam gardu induk
2. Pengawasan terhadap suplai energi listrik
3. Keperluan sistem rele di dalam gardu induk
4. Keperluan sinkronisasi

### 2.2.6 Arester

Arester merupakan kunci dalam koordinasi isolasi suatu sistem tenaga listrik. Pada saat gangguan berupa surja datang ke gardu induk maka arester akan bekerja melepaskan muatan dan mengurangi besarnya tegangan abnormal yang akan mengenai peralatan di dalam gardu induk. Arester biasanya dipasang di dekat peralatan yang dilindungi. Untuk pengamanan terhadap surja hubung maka arester sebaiknya ditempatkan di antara transformator utama dan pemutus tenaga. Sedangkan untuk pengamanan terhadap surja yang berasal dari luar gardu induk yaitu surja petir baik

sambaran dekat maupun sambaran jauh maka arester ditempatkan di ujung saluran masuk ke gardu induk.

(A. Arismunandar, 1984 : 2)

### 2.2.6.1 Tegangan Dasar Arestes

Tegangan dasar arester ditentukan berdasarkan tegangan sistem maksimum ( $V_M$ ) dan jenis pentanahan netral sistem yang digunakan. Seperti telah dijelaskan sebelumnya, tegangan dasar arester ini dihitung berdasarkan kenaikan tegangan pada fasa sehat pada saat terjadi gangguan satu fasa ke tanah. Untuk sistem yang ditanahkan dengan pentanahan efektif, besarnya tegangan dasar arester dipilih antara 0,7 s/d 0,85  $V_M$ , sedangkan untuk sistem yang ditanahkan dengan menggunakan tahanan pentanahan, besarnya tegangan dasar arester adalah 1,2  $V_M$ .

(A. Arismunandar, 1984 : 33)

### 2.2.6.2 Tegangan Pelepasan Arestes

Tegangan pelepasan arester ( $e_a$ ) adalah tegangan pada terminal arester pada waktu melakukan pelepasan muatan. Tegangan pelepasan ini harus cukup rendah sehingga dapat mengamankan isolasi peralatan. Perbandingan antara tegangan pelepasan dan tegangan dasar arester disebut perbandingan tingkat pelepasan (discharge level ratio/DLR) seperti ditunjukkan oleh persamaan berikut ini

$$DLR = \frac{\text{Tegangan pelepasan } (e_a)}{\text{Tegangan dasar}} \quad (2-1)$$

Semakin rendah nilai perbandingan ini maka semakin baik pula karakteristik dari arester. Saat ini telah dibuat arester dengan nilai DLR kurang dari 3,0. Dengan menggunakan acuan tersebut maka besarnya tegangan pelepasan arester dapat diturunkan dari persamaan diatas, yaitu

$$e_a = DLR \times \text{tegangan dasar} \quad (2-2)$$

(A. Arismunandar, 1984 : 33)

### 2.2.6.3 Jarak Antara Arestes dengan Peralatan yang Dilindungi

Penempatan arester yang paling baik adalah sedekat mungkin dengan peralatan yang dilindungi, tetapi dalam prakteknya kadang hal ini tidak mungkin dilakukan. Bila

jarak arester dengan peralatan terlalu jauh maka tegangan pada terminal peralatan yang dilindungi akan sangat tinggi sekali seperti ditunjukkan oleh persamaan berikut ini

$$e_t = e_a + \frac{2 \mu x}{v} \text{ (kV)} \quad (2-3)$$

Dengan  $e_t$  = tegangan terminal alat yang dilindungi (kV)

$e_a$  = tegangan pelepasan arrester (kV)

$\mu$  = kecuraman muka gelombang (kV/ $\mu$ s)

$v$  = kecepatan rambat gelombang datang (m)

$x$  = jarak arrester ke alat yang dilindungi (m)

Sedangkan rumus jarak antara arrester dengan peralatan yang dilindungi ( $x$ ) dapat diturunkan dari persamaan diatas yaitu,

$$x = \frac{v}{2 \mu} (e_t - e_a) \text{ (m)} \quad (2-4)$$

Untuk menghitung jarak antara arester dengan peralatan yang dilindungi, besar kecuraman muka gelombang yang biasanya digunakan adalah 500 kV/ $\mu$ s dengan kecepatan gelombang sebesar 300 m/ $\mu$ s. (A. Arismunandar, 1984 : 2)

Sebagai bahan perbandingan terhadap perhitungan jarak arester dengan transformator diatas, pada bagian lampiran dari skripsi ini diberikan tabel jarak antara arester dengan transformator yang direkomendasikan oleh Witzke-Bliss dan English Electric Company.

### 2.3 Klasifikasi Tegangan Abnormal pada Gardu Induk Pasangan Luar

Di dalam merencanakan gardu induk perlu diperhatikan adanya tegangan-tegangan abnormal yang mungkin terjadi. Timbulnya tegangan abnormal dapat disebabkan oleh surja petir, surja hubung dan gangguan satu fasa ke tanah.

#### 2.3.1 Surja Petir

Gangguan yang paling sering datang ke gardu induk adalah gangguan karena sambaran petir. Lokasi sambaran petir bisa bermacam-macam, ada yang langsung menyambar peralatan-peralatan dan ril di gardu induk dan ada pula yang berupa

gelombang berjalan karena sambaran petir pada saluran transmisi yang letaknya bisa jauh atau dekat dengan gardu induk. (A. Arismunandar, 1984: 37)

#### **2.3.1.1 Sambaran Langsung**

Sambaran petir yang langsung mengenai peralatan dan ril pada gardu induk adalah gangguan yang terbesar dan dapat menimbulkan kerusakan yang parah. Sambaran langsung ini menyebabkan timbulnya tegangan lebih (over voltage) yang sangat tinggi yang tidak mungkin ditahan oleh isolasi yang ada. Cara yang dipakai untuk mencegah gangguan ini adalah dengan memperkuat perlindungan terhadap petir dengan menggunakan kawat tanah (ground wire) diatas gardu induk dan saluran transmisi di dekatnya.

#### **2.3.1.2 Sambaran Induksi**

Sambaran induksi dapat terjadi bila diatas gardu induk dimana terdapat peralatan-peralatan tegangan tinggi yang mempunyai isolasi satu sama lain terdapat awan petir. Awan petir ini akan menginduksikan muatan listrik dalam jumlah besar dengan polaritas yang berlawanan dengan polaritas awan petir itu sendiri. Bila terjadi pelepasan muatan dari awan petir maka akan menimbulkan adanya gelombang berjalan. Besarnya tegangan induksi berkisar antara 100-200 kV, dengan muka gelombang lebih dari 10  $\mu$ s dan ekor gelombang antara 50-100  $\mu$ s. Oleh karena itu untuk peralatan tegangan tinggi, tegangan induksi ini tidak begitu berbahaya. Tapi untuk peralatan distribusi tegangan induksi ini merupakan gangguan yang dapat membahayakan peralatan.

#### **2.3.1.3 Sambaran Dekat**

Sambaran dekat adalah gelombang berjalan yang datang ke gardu induk akibat sambaran petir pada saluran transmisi yang jaraknya dekat dengan gardu induk, hanya sekitar beberapa kilometer dari gardu induk. Besarnya surja petir dari sambaran dekat ini dibatasi oleh tegangan lompatan dari isolator saluran bila tegangan abnormal ini merambat melalui saluran tersebut melewati beberapa tiang. Karena jarak sambaran yang dekat dengan gardu induk, maka peredaman muka gelombang sangat kecil sehingga muka gelombang tetap curam. Pada beberapa keadaan, harga puncak dari gelombang mencapai 120% sampai 130% dari BIL peralatan gardu induk dengan kecuraman muka gelombang mencapai 500 kV/ $\mu$ s.

#### 2.3.1.4 Sambaran Jauh

Jika perlindungan dengan kawat tanah terhadap gardu induk dan saluran transmisi di dekatnya cukup baik, maka gangguan yang mungkin datang ke gardu induk adalah gangguan yang berasal dari sambaran petir yang letaknya jauh sekali dari gardu induk. Gelombang berjalan ini datang ke gardu induk dengan kecepatan 300 m/ $\mu$ s. Harga puncak dari surja aslinya dibatasi oleh tegangan lompatan dari isolator saluran. Karena jaraknya cukup jauh dari gardu induk, kecuraman muka gelombang mengalami penurunan yang cukup besar karena adanya peredaman pada penghantar saluran transmisi. Besarnya kecuraman muka gelombang yang sampai ke gardu induk berkisar antara 200-300 kV/ $\mu$ s.

#### 2.3.2 Surja Hubung

Selain surja petir, gangguan lain yang dapat menimbulkan timbulnya tegangan abnormal berupa tegangan lebih pada gardu induk adalah surja hubung. Surja hubung ini biasanya disebabkan oleh bekerjanya peralatan pemutus dan pemisah di dalam gardu induk dan besarnya dinyatakan sebagai faktor tegangan lebih.

Di dalam prakteknya, variasi nilai faktor tegangan lebih ini cukup besar, yaitu antara 1,2 s/d 4,0 p.u. Tegangan lebih akibat surja hubung harus lebih rendah dari daya isolasi sistem sehingga tegangan lebih harus dikurangi bila tegangan sistem dinaikkan.

Besarnya surja hubung ditentukan oleh keadaan rangkaian sistem, cara pentanahan titik netral, dan kemampuan dari pemutus beban.

(A. Arismunandar, 1984: 39)

#### 2.3.3 Gangguan Satu Fasa ke Tanah

Gangguan satu fasa ke tanah ini dapat menyebabkan timbulnya kenaikan tegangan pada fasa yang tidak terganggu atau fasa sehat. Kenaikan tegangan pada fasa sehat ini adalah penyebab timbulnya tegangan abnormal di dalam gardu induk. Tegangan abnormal ini biasanya berlangsung selama beberapa puluh milidetik, sehingga sukar diamankan oleh arester. Walaupun demikian, tegangan abnormal ini tetap diusahakan agar nilainya serendah mungkin karena besarnya tegangan abnormal akibat kenaikan tegangan fasa sehat ini dijadikan dasar dalam penentuan tegangan dasar (rated voltage) dari arester.

## 2.4 Pengaturan Tata Letak Peralatan pada Gardu Induk Pasangan Luar

Di dalam pengaturan tata letak peralatan gardu induk harus diperhatikan adanya jarak pisah elektrik (electrical clearance) yang didefinisikan sebagai jarak pisah minimum (minimum distance) antara bagian yang bertegangan dengan bagian yang ditanahkan (earth clearance) dan antara bagian yang bertegangan pada fasa yang berbeda (phase clearance) untuk mencegah terjadinya loncatan bunga api (flash over). (P.V Gupta dan P. S Satnam, 1979: 10).

Besarnya jarak pisah minimal untuk setiap tingkat tegangan transmisi berbeda besarnya. Hal ini didasarkan pada tingkat standar isolasi yang digunakan yang disebut juga dengan BIL (basic insulation level). Penentuan BIL biasanya didasarkan pada tegangan nominal sistem. Jarak-jarak pisah minimal tersebut adalah :

1. Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance)
2. Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance)
3. Jarak pisah peralatan (isolating distance)
4. Jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance)

Pada umumnya bahaya yang ditimbulkan oleh tegangan abnormal biasanya tidak sehebat bahaya karena surja petir dan surja hubung, oleh karena itu biasanya perencanaan kordinasi isolasi peralatan pada gardu induk dilakukan berdasarkan surja petir dan surja hubung saja. (A. Arismunandar, 1984: 38)

Sedangkan menurut IEEE Working Group 59, perhitungan jarak pisah fasa ke tanah dan jarak pisah fasa ke fasa di dalam gardu induk dilakukan berdasarkan tegangan maksimum sistem. Dalam hal ini, IEEE Working Group 59 menyebutkan bahwa besarnya tegangan maksimum sistem adalah 5% lebih besar dari tegangan nominal sistem sedangkan tegangan nominal sistem yang digunakan dalam penulisan skripsi ini adalah 70 kV, 150 kV, dan 500 kV.

Besarnya tegangan surja petir dan surja hubung untuk ketiga sistem tegangan diatas diberikan pada tabel di bawah ini :

**Tabel 2.2 Tegangan surja petir sistem 70 kV dan 150 kV**

Tegangan nominal sistem (kV)	Tegangan surja petir (kV)
70	350
150	750

Sumber: Handbook for Electrical Engineer. Substation Design : 26

**Tabel 2.3 Tegangan surja petir dan surja hubung sistem 500 kV**

Tegangan nominal sistem (kV)	Faktor tegangan lebih (p.u)	Tegangan surja petir (kV)	Tegangan surja hubung (kV)
500	1,8	1550	976
	1,9		1031
	2,0		1085
	2,1		1139
	2,2		1193
	2,3		1248
	2,4		1302
	2,5		1356
	2,6		1410
	2,7		1464
	2,8		1519

Sumber: Handbook for Electrical Engineers. Substation Design : 26

#### 2.4.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah

Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance) adalah jarak antara bagian peralatan yang bertegangan dengan bagian peralatan yang ditanahkan seperti pagar, dinding dan tanah. Menurut IEEE Working Group 59, langkah-langkah perhitungan jarak pisah fasa ke tanah ini adalah sebagai berikut :

- a. Menghitung tegangan sistem maksimum ( $V_M$ )

Dalam hal ini tegangan maksimum sistem adalah 5% lebih besar dari tegangan nominal sistem. sehingga persamaannya adalah

$$V_M = 1,05 \times V_{nom} \quad (2-6)$$

- b. Menghitung tegangan maksimum saluran ke netral ( $V_{LN}$ )

Tegangan maksimum fasa ke netral dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut ini

$$V_{LN} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times V_M \quad (2-7)$$

- c. Menghitung tegangan puncak ketahanan terhadap surja hubung ( $V_w$ )

Penentuan jarak pisah fasa ke tanah ini dipengaruhi oleh adanya surja hubung yang besarnya dinyatakan dalam faktor tegangan lebih (k). Untuk menghitung jarak pisah fasa ke tanah ini maka faktor tegangan lebih yang

digunakan adalah faktor tegangan lebih fasa ke tanah yang besarnya bervariasi antara 1,2 s/d 4,0 p.u. Bila tegangan sistem semakin besar maka besarnya faktor tegangan lebih fasa ke tanah ini harus dikurangi.

Persamaan untuk menghitung  $V_W$  adalah

$$V_W = k \times V_{LN} \quad (2-8)$$

- d. Menghitung tegangan kritis terhadap loncatan bunga api (critical voltage flashover)

Perhitungan tegangan kritis terhadap loncatan bunga api ini dipengaruhi oleh beberapa faktor yang menurut IEEE Working Group 59 besarnya masing-masing adalah :

1. Faktor ketahanan terhadap loncatan bunga api ( $a'$ ) yang besarnya = 1,05
2. Faktor pengaruh elektrode ( $b'$ ) yang besarnya = 1,05
3. Faktor kondisi udara yang tidak normal ( $c'$ ) yang besarnya = 1,05

Besarnya tegangan kritis terhadap loncatan bunga api dapat diperoleh dengan mengalikan tegangan puncak ketahanan terhadap surja hubung dengan ketiga faktor diatas seperti diberikan oleh persamaan di bawah ini

$$V_{CFO} = a' \times b' \times c' \times V_W \quad (2-9)$$

- e. Menghitung jarak pisah minimal fasa ke tanah ( $D_1$ )

Besarnya jarak pisah berdasarkan tegangan maksimum sistem untuk setiap tingkat tegangan dapat diperoleh dengan memasukkan nilai  $V_{CFO}$  diatas ke dalam persamaan berikut ini

$$D_1 = \left( \frac{V_{CFO}}{500} \right)^{1,666} \quad (2-10)$$

#### 2.4.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa

Jarak pisah fasa ke fasa adalah jarak pisah antara dua titik yang bertegangan pada fasa yang berbeda. Penentuan jarak pisah fasa ke fasa ini tidak jauh berbeda dengan penentuan jarak pisah fasa ke tanah. Langkah-langkah untuk menentukan jarak pisah minimum fasa ke fasa berdasarkan IEEE Working Group 59 adalah

- a. Menghitung tegangan maksimum sistem ( $V_M$ )
- b. Menghitung tegangan maksimum saluran ke netral ( $V_{LN}$ )

- c. Menghitung tegangan lebih hubung maksimal dari fasa ke fasa yang diijinkan ( $V_S$ )

Seperti pada penentuan jarak pisah fasa ke tanah, jarak pisah fasa ke fasa ini juga dipengaruhi oleh adanya surja hubung yang biasanya dinyatakan sebagai faktor tegangan lebih fasa ke fasa. Besarnya faktor tegangan lebih fasa ke fasa ini juga bervariasi antara 1,2 s/d 4,0 p.u. Faktor tegangan lebih fasa ke fasa biasanya lebih besar dari faktor tegangan lebih fasa ke tanah sehingga nilai  $k$  yang digunakan dalam perhitungan jarak pisah fasa ke fasa selalu lebih besar dari perhitungan jarak pisah fasa ke tanah. Bila tegangan sistem semakin tinggi maka faktor tegangan lebih fasa ke fasa ini harus dikurangi. Persamaan yang digunakan dalam perhitungan adalah

$$V_S = k \times V_{LN} \quad (2-11)$$

- d. Menghitung tegangan lebih fasa ke fasa yang diijinkan ( $V_{OVR}$ )

Perhitungan tegangan lebih fasa ke fasa ini juga dipengaruhi oleh faktor ketahanan terhadap lompatan bunga api ( $a'$ ), faktor pengaruh elektrode ( $b'$ ) dan faktor kondisi udara yang tidak normal ( $c'$ ) yang masing-masing besarnya adalah 1,05.

Dengan memasukkan faktor-faktor tersebut ke dalam persamaan berikut ini dan mengalikannya dengan nilai tegangan lebih fasa ke fasa yang diijinkan maka besarnya  $V_{OVR}$  dapat diketahui.

$$V_{OVR} = a' \times b' \times c' \times V_S \quad (2-12)$$

- e. Menghitung jarak pisah minimum fasa ke fasa ( $D_2$ )

Rumus untuk menentukan jarak pisah minimum fasa ke fasa ini adalah

$$D_2 = \left( \frac{V_{OVR}}{500} \right)^{1,666} \quad (2-13)$$

### 2.4.3 Jarak Pisah Peralatan

Jarak pisah peralatan (isolating distance) ini adalah jarak pisah antara terminal-terminal peralatan pada hubung lapang (switchyard) seperti saklar pemisah dan pemutus tenaga. Pemberian jarak pisah peralatan ini dimaksudkan untuk membatasi antara bagian yang bertegangan pada peralatan. Penentuan jarak pisah peralatan ini dapat digunakan untuk menentukan panjang dan lebar dari suatu hubung lapang yang akan mempengaruhi layout dari gardu induk.

Penentuan jarak pisah peralatan ini dipengaruhi oleh tipe serandang yang digunakan. Ada dua macam tipe serandang yaitu :

1. Tipe gawang
2. Tipe phi (II)

#### 2.4.3.1 Serandang Tipe Gawang

Pada serandang tipe ini, jarak antara dua pusat peralatan yang bertegangan (Y) dapat dihitung dengan menggunakan rumus di bawah ini

Bila  $S > 2E + L$

$$\text{Maka } Y = 2P + 3W + S \quad (2-14)$$

Bila  $S < 2E + L$

$$\text{Maka } Y = 2P + 3W + 2E + L \quad (2-15)$$

Dengan,

Y : Jarak antara pusat peralatan yang bertegangan

S : Jarak bebas petak jalan

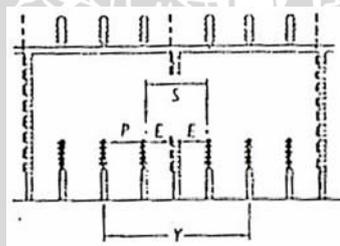
E : Jarak bebas dengan tanah

P : Jarak bebas ke tiang

W : Lebar di bawah bagian bertegangan

L : Lebar tiang serandang

Bentuk serandang tipe gawang adalah



Gambar 2.1 Bentuk serandang tipe gawang  
Sumber: Lythall RT, Ceng, J&P Switchgear Book.1970

#### 2.4.3.2 Serandang Tipe Phi (II)

Pada tipe ini, jarak antara pusat peralatan yang bertegangan (X) ditentukan dengan menggunakan persamaan di bawah ini

$$X = 4E + 3W + S + 2L \quad (2-16)$$

Dengan X : Jarak antara pusat peralatan yang bertegangan

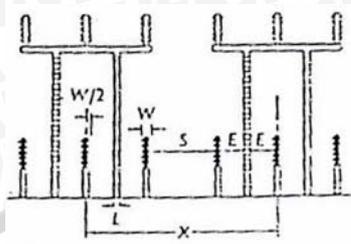
E : Jarak bebas dengan tanah

W : Lebar di bawah bagian bertegangan

S : Jarak bebas petak jalan

L : Lebar tiang serandang

Sedangkan bentuk serandang tipe phi adalah seperti pada gambar di bawah ini



Gambar 2.2 Bentuk serandang tipe phi  
 Sumber: Lythall RT, Ceng, J&P Switchgear Book.1970

Jika memperhatikan unsur ekonomis, maka serandang tipe phi jarang digunakan karena jarak antara pusat peralatan cukup jauh bila dibandingkan dengan jarak peralatan pada serandang tipe gawang seperti ditunjukkan pada tabel di bawah ini

**Tabel 2.4 Pengaruh struktur serandang terhadap tegangan**

Tegangan	Parameter					Tipe gawang (Y)	Tipe phi (X)
	E	P	W	S	L		
33	0,46	0,50	0,23	2,80	0,30	4,52	5,90
66	0,76	0,86	0,23	3,12	0,30	5,54	7,47
132	1,35	1,55	0,23	3,58	0,46	7,37	10,57
275	2,16	2,46	0,61	4,65	0,61	11,68	16,33
400	3,43	4,04	0,91	5,56	0,91	18,59	23,85

Sumber : Lythall RT, Ceng, J&P Switchgear Book. 1970

#### 2.4.4 Susunan Konduktor dalam Serandang Busbar

Di dalam serandang busbar, perlu diperhatikan pula jarak antara susunan konduktor dan jarak antara konduktor yang dekat dengan serandang busbar. Jarak-jarak ini diperhitungkan dengan mempertimbangkan adanya faktor lingkungan seperti suhu dan angin. (S. L. Uppal, 1981: 302)

##### 2.4.4.1 Jarak antar Konduktor dalam Serandang Busbar

Perhitungan jarak antar konduktor dalam serandang busbar dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan berikut ini

$$S_1 = 0,75 \sqrt{D} + \frac{V_{L-L}^2}{20000} \tag{2-17}$$

Dengan  $S_1$  : Jarak antar konduktor (m)

D : Besar andongan karena pengaruh suhu dan angin (m)



$V_{L-L}$  : tegangan fasa ke fasa (kV)

Berdasarkan standar PLN PIRING JATIM, di dalam perhitungan, besarnya jarak ini masih ditambah dengan pengaruh faktor ayunan karena tekanan angin yang besarnya adalah  $20^0$  untuk masing-masing konduktor yang berdekatan.

Sehingga besarnya jarak minimal antar konduktor dalam serandang busbar adalah

$$S_{Sw} = S_1 + 2 \cdot x \tag{2-18}$$

$$x = D \sin \theta_{Sw} \tag{2-19}$$

Dengan  $S_{Sw}$  : Jarak antar konduktor dengan faktor ayunan (m)  
 $x$  : Jarak ayunan (m)  
 $D$  : Besar andongan karena pengaruh suhu dan tekanan angin (m)

#### 2.4.4.2 Jarak antara Konduktor dengan Serandang Busbar

Perhitungan jarak antara konduktor dengan serandang busbar ini sama dengan perhitungan jarak antar konduktor dalam serandang busbar diatas. Dalam perhitungan ini, tegangan yang digunakan adalah tegangan fasa ke netral ( $V_{L-N}$ ). Persamaan yang digunakan dalam perhitungan adalah

$$S_2 = 0,75 \sqrt{D} + \frac{V_{L-N}^2}{20000} \tag{2-20}$$

$$V_{L-N} = \frac{V_{L-L}}{\sqrt{3}} \tag{2-21}$$

Dengan  $S_2$  : Jarak antara konduktor dengan serandang busbar (m)  
 $D$  : Besar andongan karena pengaruh suhu dan tekanan angin (m)  
 $V_{L-L}$  : Tegangan fasa ke fasa (kV)  
 $V_{L-N}$  : Tegangan fasa ke netral (kV)

Dalam perhitungan jarak antara konduktor dengan serandang busbar ini terdapat dua faktor yang mempengaruhi yaitu :

1. Faktor ayunan
2. Faktor manusia

Berdasarkan standar PLN PIRING Jatim, besarnya faktor manusia adalah 0,75 m yang meliputi ukuran tubuh dan jangkauan tangan manusia. Sedangkan besarnya faktor ayunan karena pengaruh suhu dan tekanan angin adalah sebesar  $20^{\circ}$ . Dengan memperhitungkan kedua faktor tersebut maka persamaan untuk menentukan jarak antara konduktor dengan serandang busbar ini adalah

$$S_m = S_2 + f_m + x \quad (2-22)$$

$$x = D \sin \theta_{sw}$$

Dengan  $S_m$  : Jarak antara konduktor dengan serandang busbar dengan faktor manusia dan faktor ayunan (m)  
 $f_m$  : Faktor manusia yang besarnya 0,75 m  
 $x$  : Jarak ayunan (m)

#### 2.4.5 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan

Jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance) didefinisikan sebagai jarak pisah minimal antara bagian yang bertegangan yang aman bagi para pekerja dalam melakukan pekerjaan pemeliharaan sehingga keamanan manusia lebih terjamin. (P.V Gupta dan P. S Satnam, 1979: 10). Selain itu, pekerjaan pemeliharaan biasanya dilakukan tanpa memutuskan aliran listrik, sehingga mutu penyediaan tenaga listrik tetap berlangsung dengan baik. Jenis-jenis pekerjaan yang biasanya dilakukan pada gardu induk antara lain :

1. Pekerjaan pada saluran (melepas dan memutus rangkaian)
2. Melepas dan menyambung peralatan pada rangkaian yang bertegangan
3. Membersihkan saluran bertegangan dengan udara, misalnya membersihkan isolator dengan menggunakan pembersih vakum (vacuum cleaner)
4. Meminyaki atau melumasi bagian peralatan yang bertegangan
5. Mencuci isolator, bushing dan lain-lain dengan menyemprotnya dengan air
6. Mengukur suhu saluran bertegangan
7. Mengecat bagian peralatan yang bertegangan
8. Mencari isolator saluran bertegangan yang rusak

(A. Arismunandar, 1984: 99)

Jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance) terdiri dari dua bagian yaitu jarak pisah untuk pemeliharaan horisontal dan jarak pisah untuk pemeliharaan vertikal.

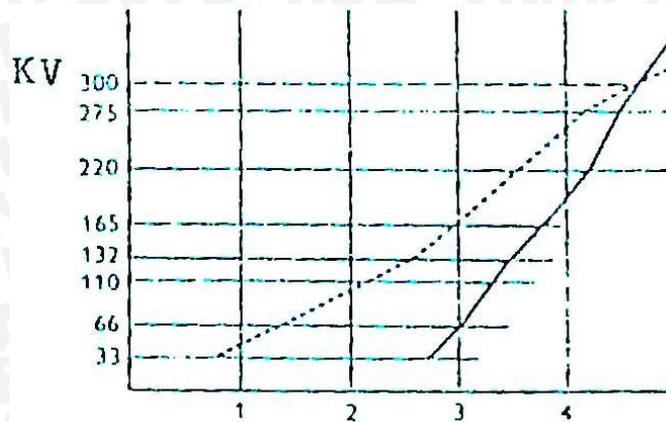
Jarak pisah vertikal merupakan penjumlahan antara jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance) dengan jarak aman untuk pemeliharaan dimana orang berada dalam keadaan berdiri (ground clearance). Besarnya ground clearance berdasarkan tabel 2.5 di bawah ini adalah 2,44 m sedangkan berdasarkan aturan dari PLN Induk Jawa Timur, besarnya ground clearance adalah 2,25 m, hal ini disebabkan karena tinggi rata-rata orang Indonesia tidak setinggi orang eropa.

**Tabel 2.5 Jarak pisah aman untuk pemeliharaan**

Sistem tegangan (kV)	Jarak pisah minimal dari beberapa titik atau pada peralatan dimana orang dibutuhkan untuk berdiri			
	Jarak pisah horisontal		Jarak pisah ke tanah	
	Kaki (ft)	Meter (m)	Kaki (ft)	Meter (m)
11	8	2,59	8	2,44
15	8	2,59		
22	9	2,59		
33	9	2,74		
44	9	2,89		
66	10	3,05		
88	10	3,20		
110	11	3,35		
132	11	3,50		
165	12	3,81		
220	14	4,27		
275	15	4,57		

Sumber : P.V Gupta dan P.S. Satnam. *Substation Design and Equipment*,1979: 296

Sedangkan jarak pisah horisontal dapat ditentukan dengan menggunakan grafik pada gambar 2.3 di bawah ini. Jarak pisah horisontal ini biasanya berupa lebar petak jalan yang digunakan untuk keperluan pemeliharaan dan perawatan peralatan gardu induk yang digambarkan dengan garis yang tidak putus-putus, sedangkan garis putus-putus pada grafik tersebut merupakan jarak pisah untuk pemeliharaan dengan menggunakan penghalang tanah.



Gambar 2.3 Grafik jarak pisah untuk pemeliharaan horisontal  
Sumber: Lythall RT, Ceng, J&P Switchgear Book, 1970

#### 2.4.6 Jarak Pisah Minimal karena Pengaruh Lingkungan

Perhitungan jarak pisah minimal pada gardu induk ini tidak terlepas dari adanya kondisi lingkungan yang berubah-ubah. Oleh karena itu faktor lingkungan harus diperhitungkan dengan memberikan sebuah harga faktor keamanan (safety factor) untuk masing-masing jarak pisah minimal diatas.

##### 2.4.6.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah

Faktor keamanan untuk jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance) karena pengaruh lingkungan menurut IEEE Working Group 59 adalah sebesar 110% dari hasil perhitungan jarak pisah fasa ke tanah sebenarnya.

##### 2.4.6.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa

Untuk jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance), faktor keamanan karena pengaruh lingkungan adalah sebesar 115% dari perhitungan sebenarnya

##### 2.4.6.3 Jarak Pisah Peralatan

Jarak pisah peralatan (isolating distance) karena pengaruh lingkungan adalah sama dengan perhitungan jarak pisah sebenarnya.

##### 2.4.6.4 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan

Seperti telah dijelaskan diatas bahwa jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance) vertikal merupakan penjumlahan dari jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance) dan jarak aman untuk pemeliharaan dimana orang berada dalam keadaan berdiri (ground clearance), maka besarnya jarak pisah untuk pemeliharaan vertikal karena pengaruh lingkungan tergantung dari besarnya perubahan jarak pisah fasa ke tanah dengan faktor keamanan diatas.

Sedangkan jarak pisah untuk pemeliharaan horisontal besarnya sesuai dengan grafik pada gambar 2.3 dengan pemisahan berupa lebar jalan.

## 2.5 Susunan Peralatan Gardu Induk Pasangan Luar

Susunan peralatan (layout) pada gardu induk dipengaruhi oleh beberapa hal yaitu:

1. Faktor ekonomis
2. Luas lahan yang ada
3. Persyaratan operasi dan keandalan sistem

(ABB. Switchgear Manual, 1987: 419)

Susunan peralatan gardu induk diperlukan untuk mengetahui letak sesungguhnya dari peralatan-peralatan gardu induk yang ada di lapangan. Disamping itu, susunan peralatan ini juga digunakan untuk menentukan luas lahan minimal yang diperlukan berdasarkan jarak pisah minimal (minimum clearances) peralatan di dalam gardu induk. Susunan peralatan di dalam gardu induk dapat memberikan keterangan tentang beberapa hal yaitu:

1. Letak fisik masing-masing peralatan gardu induk
2. Jarak antara peralatan-peralatan di dalam gardu induk
3. Jarak pisah antar fasa
4. Jarak pisah fasa ke tanah horisontal
5. Jarak pisah fasa ke tanah vertikal

(P.V Gupta dan P.S Satnam, 1979: 9)

## 2.6 Tahanan Pentanahan

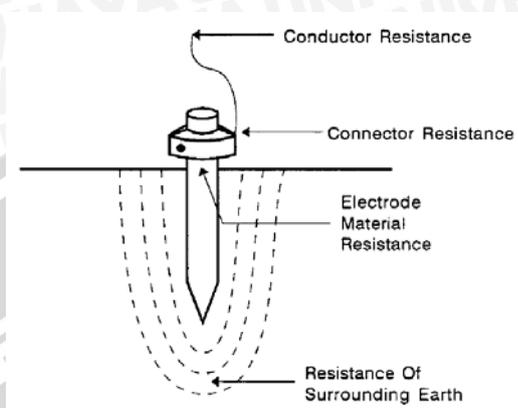
Pada pentanahan gardu induk, besarnya tahanan pentanahan untuk gardu induk skala kecil adalah  $\leq 5 \Omega$ , sedangkan untuk gardu induk skala besar, tahanan pentanahan yang diijinkan adalah  $\leq 1\Omega$ . Besarnya tahanan pentanahan di dalam gardu induk dipengaruhi oleh beberapa hal antara lain kondisi lahan yang digunakan sebagai lokasi penanaman konduktor pentanahan, tipe pentanahan yang digunakan, banyaknya konduktor pentanahan yang digunakan dan luas lahan pentanahan. (IEEE Std-80 2000. Guide for Safety In AC Substation Grounding, 2000: 64)

### 2.6.1 Komponen Tahanan Pentanahan

Idealnya, besar tahanan pentanahan adalah nol, akan tetapi di lapangan nilai tersebut tidak mungkin diperoleh karena pada sistem pentanahan, besarnya tahanan pentanahan ditentukan oleh tiga hal berikut, yaitu:

1. Tahanan pasaknya sendiri
2. Tahanan sambungan-sambungan
3. Tahanan kontak antara pasak dengan tanah sekitar
4. Tahanan tanah di sekelilingnya

Di bawah ini diberikan ilustrasi dari komponen tahanan pentanahan,



Gambar 2.4 Komponen tahanan pentanahan  
Sumber : *Electrical Protection Grounding Fundamental* : 58

Besarnya tahanan pasak biasanya dapat diabaikan terhadap keseluruhan tahanan sistem karena pasaknya sendiri sudah dirancang sedemikian rupa sehingga tahanannya kecil sekali. Sedangkan tahanan kontak antara pasak dengan tanah juga dapat diabaikan karena nilainya juga sangat kecil. Komponen tahanan yang keempat adalah komponen tahanan pentanahan yang paling menentukan keberhasilan dari suatu sistem pentanahan yaitu tahanan tanah di sekeliling konduktor pentanahan. Tahanan tanah juga menentukan besarnya tahanan elektroda pentanahan dan pada kedalaman berapa pasak harus ditanam agar diperoleh tahanan pentanahan yang rendah.

Tahanan tanah merupakan besaran yang paling kritis dan sulit diatasi. Tahanan ini besarnya bervariasi di berbagai tempat tergantung pada iklim yang berubah-ubah. Besarnya tahanan tanah dipengaruhi oleh kandungan elektrolit didalamnya, kandungan air, mineral-mineral dan garam-garam. Tanah kering mempunyai tahanan tinggi, tetapi tanah basah dapat juga mempunyai tahanan tinggi apabila tidak mengandung garam-garam yang dapat larut. (Hadi, Abdul. 1981 : 158)

### 2.6.2 Tahanan Jenis Tanah

Besarnya tahanan jenis tanah biasanya dinyatakan dengan  $\rho$ . Harga tahanan jenis tanah pada daerah dengan kedalaman terbatas tergantung dari beberapa faktor yaitu :

1. Jenis tanah : tanah liat, berpasir, berbatu dan lain-lain
2. Lapisan tanah : berlapis-lapis dengan tahanan jenis berlainan atau uniform
3. Kelembapan tanah
4. Temperatur

Tahanan jenis tanah bervariasi besarnya dan biasanya dinyatakan dalam Ohm-m. Sering dicoba untuk mengubah komposisi kimia tanah dengan memberikan garam pada tanah dekat elektroda pentanahan dengan maksud mendapatkan tahanan jenis tanah yang rendah. Cara ini hanya baik untuk sementara sebab proses penggaraman harus dilakukan secara periodik, sedikitnya enam bulan sekali.

Dengan memberi air atau membasahi tanah juga dapat mengubah nilai tahanan jenis tanah. Harga tahanan jenis tanah pada kedalaman yang terbatas sangat bergantung dengan keadaan cuaca. Untuk mendapatkan tahanan jenis tanah rata-rata untuk keperluan perencanaan maka diperlukan penyelidikan atau pengukuran dalam jangka waktu tertentu misalnya selama satu tahun. Biasanya tahanan tanah juga tergantung dari tingginya permukaan tanah dari permukaan air yang konstan.

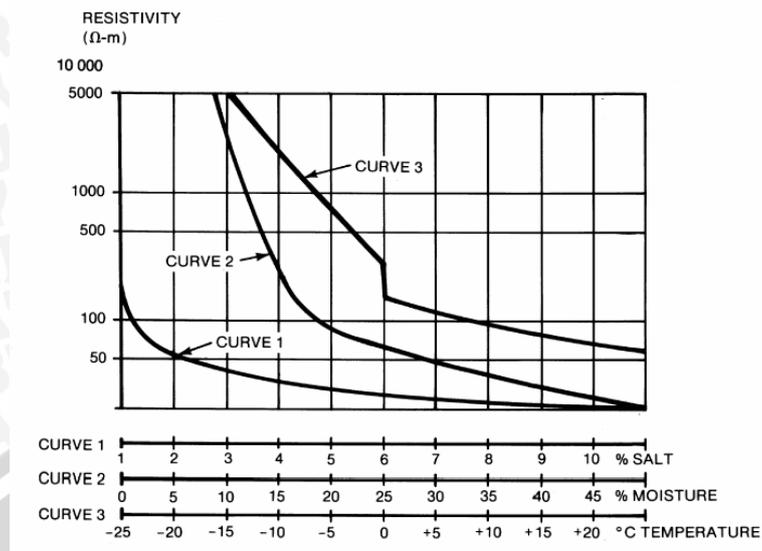
Untuk mengurangi variasi tahanan jenis tanah akibat pengaruh musim, pentanahan dapat dilakukan dengan menanamkan elektroda pentanahan sampai mencapai kedalaman dimana terdapat air tanah yang konstan. Pada sistem pentanahan yang tidak mungkin atau tidak perlu untuk ditanam lebih dalam sehingga mencapai air tanah yang konstan, variasi tahanan jenis tanah sangat besar.

**Tabel 2.6 Perkiraan tahanan jenis tanah**

Jenis tanah	Tahanan ( $\Omega$ -m)
Tanah organik basah (wet organic soil)	10
Tanah lembab (moist soil)	100
Tanah kering (dry soil)	1000
Tanah berbatu (bed rock)	10000

Sumber : *Grounding, Bonding, and Shielding for Electronic Equipments and Facilities*, 1982 : 2-9

Di bawah ini diberikan grafik nilai tahanan jenis tanah yang dipengaruhi oleh kelembapan (moisture), temperatur, dan kandungan garam.



Gambar 2.5 Pengaruh kelembapan, temperatur dan kandungan garam terhadap nilai tahanan jenis tanah

Sumber : IEEE Std 80-2000 Guide For Safety In AC Substation Grounding, 2000: 50

Pada gambar 2.5 diatas, terdapat tiga hal yang mempengaruhi nilai tahanan jenis tanah yaitu kandungan garam, kelembapan, dan temperatur. Dari ketiga faktor tersebut, kondisi tanah yang mempunyai kandungan garam mempunyai nilai tahanan jenis tanah yang paling rendah bila dibandingkan dengan kedua faktor lainnya.

### 2.7 Lama Gangguan (*fault duration*)

Lama waktu gangguan  $t$  tergantung dari beberapa faktor, antara lain stabilitas sistem, tipe switchgear dan tipe rele dan pemutus daya yang digunakan. Di dalam gardu induk, kecepatan pembukaan gangguan ke tanah mempunyai dua tujuan utama, yaitu:

1. Mengurangi terjadinya sengatan listrik (electric shock) terhadap manusia di dalam gardu induk
2. Mencegah timbulnya kematian atau luka yang parah bila seseorang terkena sengatan listrik (electric shock) dikarenakan arus yang mengalir di dalam tubuh manusia sangat singkat.

Seperti telah disebutkan diatas bahwa lama arus yang mengalir di dalam tubuh manusia biasanya didasarkan pada waktu pembukaan (clearing time) dari peralatan proteksi utama atau dari peralatan proteksi cadangan. Menurut Crawford dan Griffith, lama sengatan listrik (shock duration) dan lama gangguan (fault duration) diasumsikan identik. (IEEE Std. 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding: 85)

Dalam perencanaan pentanahan, penggunaan lama gangguan (fault duration) yang terlalu singkat atau terlalu lama dapat berpengaruh terhadap design dari konfigurasi pentanahan gardu induk sehingga sering kali melebihi kebutuhan yang diperlukan (*overdesign*). Lama gangguan menengah berkisar antara 6 – 30 cycle, seperti diberikan pada tabel 2.6 di bawah ini.

**Tabel 2.7 Lama gangguan di dalam gardu induk**

Lama gangguan	
Dalam detik	Dalam cycle pada 60 Hz
0,00833	0,5
0,05	3
0,10	6
0,20	12
0,30	18
0,40	24
0,50	30
0,75	45
1,00	60

Sumber: IEEE Std. 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding: 85

## 2.8 Arus Melalui Tubuh Manusia

Sengatan listrik terjadi pada saat tubuh menjadi bagian dari suatu rangkaian listrik. Hal ini biasanya terjadi pada saat orang menyentuh peralatan atau rangkaian yang bermuatan sambil memegang obyek yang ditanahkan atau sambil berdiri di lokasi yang lembab. Bahaya utama dari sengatan listrik ini adalah kematian, akan tetapi tidak sedikit korban yang luka parah akibat sengatan arus reaksi.

Pada dasarnya, besar kecilnya efek dari arus listrik yang melalui tubuh manusia ditentukan oleh besarnya arus dan lama terjadinya sengatan. Berdasarkan hukum Ohm, besaran arus ditentukan oleh persamaan berikut ini:

$$I = \frac{V}{R} \tag{2-23}$$

Dengan V adalah tegangan sumber dan R adalah total tahanan sumber dan tahanan tubuh manusia. Nilai tahanan sumber sangat kecil bila dibandingkan dengan tahanan tubuh manusia sehingga dapat diabaikan. Oleh sebab itu, satu-satunya faktor yang

menentukan besar kecilnya arus sengatan listrik adalah tingkat tegangan itu sendiri. (Grounding, Bonding, and Shielding for Electronic Equipments and Facilities,1982:9-1)

### 2.8.1 Arus Persepsi

Bila orang memegang penghantar yang diberi tegangan mulai dari harga nol dan dinaikkan sedikit demi sedikit, arus listrik yang melalui tubuh orang tersebut akan memberi pengaruh. Mula-mula akan merangsang syaraf sehingga akan terasa suatu getaran yang tidak berbahaya, bila dengan arus bolak-balik. Tetapi bila dengan arus searah akan terasa sedikit panas pada telapak tangan.

Pada Electrical Testing Laboratory New York tahun 1933 telah dilakukan pengujian terhadap 40 orang laki-laki dan perempuan, dan didapat arus rata-rata yang disebut threshold of perception current sebagai berikut :

- untuk laki-laki : 1,1 mA
- untuk perempuan : 0,7 mA

### 2.8.2 Arus Mempengaruhi Otot

Bila tegangan yang menyebabkan terjadinya tingkat arus persepsi dinaikkan lagi maka orang akan merasa sakit dan kalau terus dinaikkan lagi maka otot-otot akan kaku sehingga orang tersebut tidak berdaya lagi untuk melepaskan konduktor yang dipegangnya itu.

Di university of California Medical School telah dilakukan penyelidikan terhadap 134 orang laki-laki dan 28 orang perempuan dan diperoleh angka rata-rata dari arus yang mempengaruhi otot sebagai berikut :

- untuk laki-laki : 16 mA
- untuk perempuan : 10,5 mA

Berdasarkan penyelidikan ini telah ditetapkan batas arus maksimal dimana orang masih dapat dengan segera melepaskan konduktor bila terkena arus listrik sebagai berikut :

- untuk laki-laki : 9 mA
- untuk perempuan : 6 mA

### 2.8.3 Arus Fibrilasi

Apabila arus yang melewati tubuh manusia lebih besar dari arus yang mempengaruhi otot dapat mengakibatkan orang menjadi pingsan bahkan sampai mati.

Hal ini disebabkan arus listrik tersebut mempengaruhi jantung yang disebut *ventricular fibrillation* yang menyebabkan jantung berhenti bekerja dan peredaran darah tidak jalan sehingga orang akan segera mati. Untuk menyelidiki keadaan ini tidak mungkin dilakukan terhadap manusia. Untuk mendapatkan nilai pendekatan suatu percobaan telah dilakukan pada University of California oleh Dalziel pada tahun 1968 dengan menggunakan binatang yang mempunyai badan dan jantung yang kira-kira sama dengan manusia. Dari percobaan tersebut Dalziel menarik kesimpulan bahwa 99,5 % dari semua orang yang beratnya lebih kurang 50 kg masih dapat bertahan terhadap besar arus dan waktu yang ditentukan oleh persamaan berikut

$$I_k^2 t = K \text{ atau } I_k = k/\sqrt{t} \quad (2-24)$$

Dengan

$$k : \sqrt{K}$$

$$K : 0,0135 \text{ untuk manusia dengan berat } 50 \text{ kg}$$

$$0,0246 \text{ untuk manusia dengan berat } 70 \text{ kg.}$$

Dengan memasukkan nilai K untuk berat 50 kg dan 70 kg diperoleh harga  $k_{50}$  dan  $k_{70}$  sebesar

$$k_{50} = 0,116 \text{ Amper}$$

$$k_{70} = 0,157 \text{ Amper}$$

Jadi persamaan untuk menentukan arus fibrilasi adalah

$$I_k^2 \cdot t = 0,0246 \text{ untuk berat badan } 70 \text{ kg}$$

Dan,

$$I_k = \frac{0,157}{\sqrt{t}} \quad (2-25)$$

Dengan

$$I_k : \text{ besarnya arus lewat tubuh manusia (ampere)}$$

$$t : \text{ lama gangguan atau lama arus lewat tubuh manusia (s)}$$

#### 2.8.4 Arus Reaksi

Arus reaksi adalah arus yang terkecil yang dapat mengakibatkan orang menjadi terkejut, hal ini cukup berbahaya karena dapat mengakibatkan kecelakaan sampingan. Karena terkejut orang dapat jatuh dari tangga, melemparkan peralatan yang sedang dipegang yang dapat mengenai bagian-bagian instalasi bertegangan tinggi sehingga terjadi kecelakaan yang lebih fatal.

Penyelidikan terperinci telah dikemukakan oleh Dr. Hans Prinz sehingga diperoleh batasan-batasan arus seperti terlihat pada table berikut ini

(T. S. Hutaaruk, 1978: 134 -136)

**Tabel 2.8 Batasan-batasan arus dan pengaruhnya pada manusia**

Besar arus	Pengaruh pada tubuh manusia
0 - 0,9 mA	Belum dirasakan pengaruhnya. Tidak menimbulkan reaksi apa-apa
0,9 - 1,2 mA	Baru terasa adanya arus listrik, tetapi tidak menimbulkan akibat kejang, kontraksi atau kehilangan control
1,2 - 1,6 mA	Mulai terasa seakan-akan ada yang merayap di dalam tangan
1,6 - 6,0 mA	Tangan sampai ke siku merasa kesemutan
6,0 - 8,0 mA	Tangan mulai kaku, rasa kesemutan makin bertambah
13 - 15,0 mA	Rasa sakit tidak tertahankan, penghantar masih dapat dilepaskan dengan gaya yang besar sekali
15 - 20,0 mA	Otot tidak sanggup lagi melepaskan penghantar
20 - 50,0 mA	Dapat mengakibatkan kerusakan pada tubuh manusia
50 - 100,0 mA	Batas arus yang dapat menyebabkan kematian

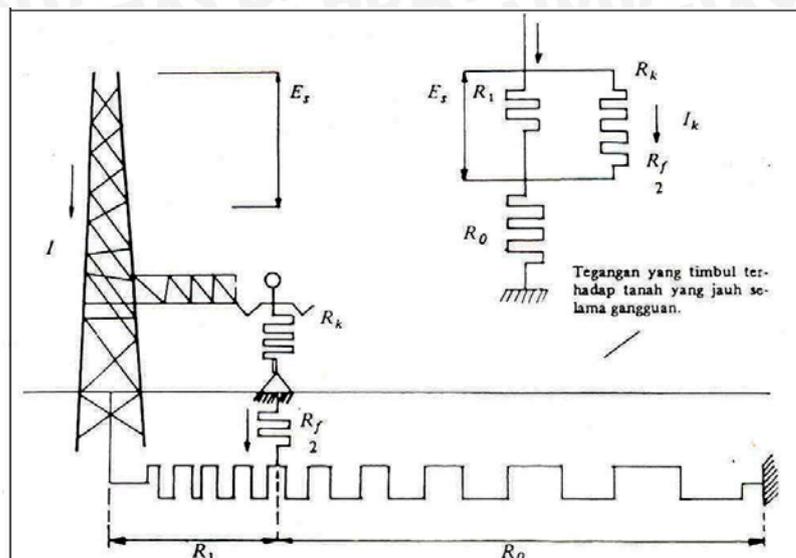
Sumber : T. S. Hutaaruk, 1999 : 136

## 2.9 Gradien Tegangan

Pada gardu induk, kemungkinan terjadinya bahaya terutama disebabkan oleh timbulnya gangguan yang menyebabkan arus mengalir ke tanah. Arus gangguan ini akan mengalir pada bagian-bagian peralatan yang terbuat dari metal dan juga mengalir dalam tanah di sekitar gardu induk. Arus gangguan tersebut menimbulkan gradien tegangan di antara peralatan dengan peralatan, peralatan dengan tanah dan juga gradien tegangan pada permukaan tanah itu sendiri. Bahaya yang ditimbulkan oleh gradien tegangan ini antara lain adalah tegangan sentuh dan tegangan langkah.

### 2.9.1 Tegangan Sentuh

Tegangan sentuh adalah tegangan yang terjadi pada saat orang menyentuh peralatan yang ditanahkan dan dalam kondisi gangguan. Tegangan sentuh terjadi antara tangan orang yang menyentuh peralatan dengan kakinya yang berada dalam daerah gangguan dimana arus gangguan mengalir pada permukaan tanah. Panjang jangkauan tangan manusia diasumsikan 1 m. Ilustrasi terjadinya tegangan sentuh diberikan pada gambar 2.6 berikut ini. (Hutaaruk, T.S. 1999 : 130)



Gambar 2.6 Terjadinya Tegangan Sentuh

Sumber : T.S. Hutauruk, 1999: 130

Rumus yang digunakan untuk menghitung besarnya tegangan sentuh yang terjadi adalah

$$E_{Sentuh} = \left( R_K + \frac{R_F}{2} \right) \cdot I_k \tag{2-26}$$

$$R_F = 3\rho_s$$

$$E_{Sentuh} = \left( R_K + 1,5 \cdot C_S \cdot \rho_s \right) \cdot I_k \tag{2-27}$$

Dengan,

$E_{Sentuh}$  : Tegangan sentuh (volt)

$R_K$  : Tahanan tubuh manusia ( $\Omega$ ) dan besarnya 1000  $\Omega$

$R_F$  : Tahanan kontak ke tanah pada satu kaki ( $\Omega$ )

$\rho_s$  : Tahanan jenis lapisan permukaan tanah ( $\Omega$ -m). Besarnya 3000 ohm-meter untuk permukaan tanah yang dilapisi koral

$C_S$  : Faktor koreksi

### 2.9.2 Tegangan Sentuh Sebenarnya

Tegangan sentuh sebenarnya biasanya disebut juga dengan tegangan mesh. Tegangan mesh ini didefinisikan sebagai tegangan peralatan yang ditanahkan terhadap tengah-tengah daerah yang dibentuk konduktor kisi-kisi (center of mesh) selama gangguan tanah. Tegangan mesh ini menyatakan tegangan tertinggi yang mungkin timbul sebagai tegangan sentuh yang dapat dijumpai dalam sistem pentanahan gardu



induk, dan inilah yang diambil sebagai tegangan untuk disain pentanahan gardu induk yang aman.

Tegangan mesh itu secara pendekatan sama dengan  $\rho i$ , dengan  $\rho$  adalah tahanan jenis tanah dalam ohm-meter dan  $i$  adalah arus yang melalui konduktor kisi-kisi. Tetapi tahanan jenis tanah nyatanya tidak merata, demikian juga arus  $i$  tidak sama pada semua konduktor kisi-kisi. Oleh karena itu untuk mencakup pengaruh-pengaruh jumlah konduktor paralel  $n$ , jarak-jarak konduktor paralel ( $D$ ), diameter konduktor ( $d$ ), dan kedalaman penanaman ( $h$ ), tegangan mesh dapat dihitung dengan persamaan di bawah ini:

$$E_{\text{sentuh maks}} = \frac{\rho K_m K_i I}{L} \quad (2-28)$$

Dengan,

$\rho$  : Tahanan jenis rata-rata tanah ( $\Omega$ -m)

$K_m$  : Faktor geometri grid (geometrical factor)

$K_i$  : Faktor koreksi untuk ketidakmerataan kerapatan arus (correction factor)

$I$  : Arus gangguan tanah maksimum (A)

$L$  : Panjang total konduktor yang ditanam, termasuk batang pentanahan (m)

sedangkan  $K_m$  dapat dihitung menggunakan persamaan Sverak (B132) berikut ini:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[ \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[ \frac{8}{\pi(2N-1)} \right] \right\} \quad (2-29)$$

Dengan,

$D$  : Jarak antara konduktor-konduktor paralel pada kisi-kisi (m)

$h$  : Kedalaman penanaman konduktor (m)

$d$  : Diameter konduktor kisi-kisi (m)

$N$  : Jumlah konduktor paralel dalam kisi-kisi utama, tidak termasuk sambungan melintang

untuk  $K_i$  persamaannya adalah

$$K_i = 0.644 + 0.148 n \quad (2-30)$$

Dengan  $n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_G}{L_K} \tag{2-31}$$

$n_b = n_c = n_d = 1$ , untuk ukuran grid persegi

$L_K$  = keliling area pentanahan (m)

$L_G$  = panjang total konduktor grid (m)

sedangkan nilai  $K_{ii}$  dan  $K_h$  dapat diperoleh dengan rumus di bawah ini

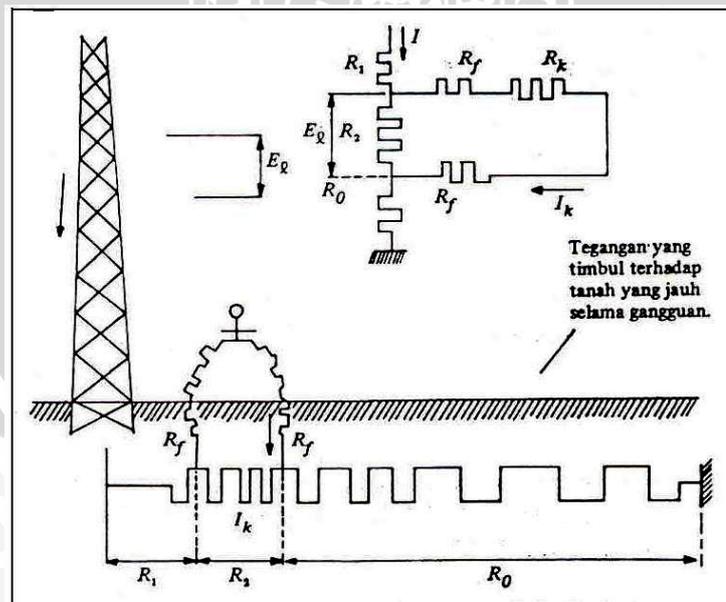
$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^2} \tag{2-32}$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \tag{2-33}$$

$h_0 = 1$  meter (referensi kedalaman grid)

### 2.9.3 Tegangan Langkah

Tegangan langkah adalah tegangan yang timbul antara dua kaki orang sedang berjalan atau berdiri di dalam daerah gangguan. Hal ini terjadi karena pada saat gangguan, arus gangguan akan mengalir pada permukaan tanah sehingga menimbulkan adanya perbedaan potensial. Pada kejadian tegangan langkah ini diasumsikan bahwa lebar langkah orang adalah 1 m. Ilustrasi tentang terjadinya tegangan langkah diberikan pada gambar 2.7 berikut ini. (T. S. Hutauruk, 1999 : 132)



Gambar 2.7. Terjadinya Tegangan Langkah

Sumber : T.S. Hutauruk, 1999: 132

Rumus yang digunakan untuk menentukan besarnya tegangan langkah adalah

$$E_{Langkah} = (R_K + 2R_F) \cdot I_k \quad (2-34)$$

$$R_F = 3\rho_s$$

$$E_{Langkah} = (R_K + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot I_k \quad (2-35)$$

Dengan,

$E_{Langkah}$ : tegangan langkah (volt)

$R_K$  : Tahanan tubuh manusia ( $\Omega$ ) dan besarnya 1000  $\Omega$

$R_F$  : Tahanan kontak ke tanah pada satu kaki ( $\Omega$ )

$\rho_s$  : Tahanan jenis lapisan permukaan tanah ( $\Omega$ -m)

Besarnya 3000 ohm-meter untuk permukaan tanah yang dilapisi batu kerikil

$C_s$  : Faktor koreksi

Harga  $I_k$  diperoleh dari persamaan (2-32) dan (2-33)

$$I_k^2 \cdot t = K$$

$$I_k = \sqrt{\frac{K}{t}}$$

Dengan,  $K$  : 0.0135 untuk manusia dengan berat 50 kg

0.0246 untuk manusia dengan berat 70 kg

$t$  : waktu kejut

#### 2.9.4 Tegangan Langkah Sebenarnya

Tegangan langkah sebenarnya adalah perbedaan tegangan yang terdapat diantara kedua kaki bila manusia berjalan di atas tanah sistem pentanahan pada keadaan terjadi gangguan. Tegangan langkah maksimum sebenarnya dapat dihitung dengan persamaan berikut ini :

$$E_{Langkah maks} = \frac{\rho K_s K_i I}{L} \quad (2-36)$$

Dengan,

$\rho$  : Tahanan jenis rata-rata tanah ( $\Omega$ -m)

$K_s$  : Faktor geometri grid (geometrical factor)

$K_i$  : Faktor koreksi untuk ketidakmerataan kerapatan arus (correction factor)

$I$  : Arus gangguan tanah maksimum (A)

$L$  : Panjang total konduktor yang ditanam,  
termasuk batang pentanahan (m)

sedangkan nilai  $K_s$  dapat dihitung dengan persamaan Sverak (B132) di bawah ini

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{N-2}) \right] \quad (2-37)$$

Dengan,

$h$  : Kedalaman penanaman konduktor pentanahan (m)

$D$  : Jarak antara konduktor-konduktor paralel (m)

$N$  : Jumlah konduktor dalam kisi-kisi utama

### 2.9.5 Tahanan Tubuh Manusia

Tubuh manusia dapat diibaratkan sebagai sebuah tahanan pada saat arus mengalir didalamnya, baik arus searah maupun arus bolak-balik dengan frekuensi 50 Hz dan 60 Hz. Biasanya arus mengalir melalui salah satu tangan ke kedua kaki, atau dari satu kaki ke kaki yang lain. Tahanan dalam tubuh manusia sekitar  $300 \Omega$ , sedangkan total tahanan tubuh termasuk bagian kulit adalah 500 s/d  $3000 \Omega$ . Akan tetapi pada saat terjadi kontak dengan peralatan yang sedang dialiri arus gangguan, tahanan kulit lebih cepat berkurang terutama pada daerah tempat kontak terjadi sehingga hanya tahanan tubuh yang dapat membatasi arus.

Dalziel melakukan penelitian dengan menggunakan air garam untuk membasahi tangan dan kaki dengan maksud untuk menentukan batas aman untuk dapat melepaskan penghantar yang dipegang. Hasilnya, pada frekuensi 60 Hz dengan bahan percobaan laki-laki, batas aman arus adalah 9,0 mA, tegangan tangan ke tangan 21,0 V dan tegangan antara tangan dan kaki 10,2 V. Dari hasil tersebut diperoleh besar tahanan dari masing-masing jalur yang dilewati arus, tahanan antara tangan dan tangan adalah  $2330 \Omega$  dan tahanan antara tangan dan kaki adalah  $1130 \Omega$ . Untuk memudahkan dalam perhitungan, maka diambil tahanan tubuh manusia sebesar  $1000 \Omega$  baik antara tangan dengan tangan, tangan dengan kaki, maupun antara kaki satu dengan lainnya. ( IEEE Std 80-2000 Guide for Safety In AC Substation Grounding : 16)

**Tabel 2.9 Tahanan tubuh manusia**

Peneliti	Tahanan ( $\Omega$ )	Keterangan
Dalziel	500	Dengan tegangan 60 cps.
AIEE Committee Report 1958	2330	Dengan tegangan 21 volt tangan ke tangan $I_k = 9$ mA
	1130	Tangan ke kaki
	1680	Tangan ke tangan arus searah
	800	Tangan ke kaki dengan 50 cps.
Laurent	3000	

Sumber : T. S. Hutaaruk, 1999 : 137

### 2.10 Efek Lapisan Material pada Permukaan Tanah Gardu Induk

Umumnya, permukaan tanah pada gardu induk dilapisi batu kerikil dengan kedalaman beberapa cm. Menurut IEEE Std. 80-2000 Guide For Safety In AC Substation Grounding, tebal lapisan ini berkisar antara 0,08-0,15 m dengan jenis material yang mempunyai tahanan jenis yang sangat tinggi seperti batu kerikil diatas. Tahanan jenis tanah batu kerikil adalah 3000  $\Omega$ -m. Tujuan dari penggunaan lapisan dengan tahanan jenis tanah yang tinggi ini pada gardu induk adalah untuk meningkatkan tahanan kontak antara tanah dengan kaki orang yang berada di dalam gardu induk.

Jika tahanan jenis tanah lapisan bawah lebih rendah daripada lapisan diatasnya maka hanya sebagian dari arus gangguan yang mengalir dalam konduktor pentanahan akan menuju ke permukaan tanah. Selain itu arus yang melewati tubuh manusia juga akan sangat berkurang dikarenakan besarnya tahanan kontak antara tanah dengan kaki manusia di dalam gardu induk. Tingkat pengurangan ini dipengaruhi oleh beberapa hal yaitu:

1. Tahanan jenis tanah
2. Tahanan jenis lapisan permukaan tanah
3. Ketebalan lapisan pada permukaan tanah

(IEEE Std-80 Guide for Safety In AC Substation Grounding, 2000: 20)

Besarnya pengaruh lapisan material pada permukaan tanah ini dinyatakan dalam persamaan berikut ini

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left( 1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09} \quad (2-38)$$

Dengan

$C_s$  = Faktor koreksi

$\rho$  = Tahanan jenis tanah ( $\Omega$ -m)

$\rho_s$  = Tahanan jenis lapisan permukaan ( $\Omega$ -m)

Bila lapisan permukaan berupa batu kerikil maka tahanan jenisnya adalah 3000  $\Omega$ -m

$h_s$  = Ketebalan lapisan permukaan (m)

## 2.11 Perencanaan Pentanahan Peralatan Gardu Induk

Sistem pentanahan peralatan-peralatan pada gardu induk biasanya menggunakan konduktor yang ditanam secara horisontal terhadap permukaan tanah dengan bentuk kisi-kisi (grid). Konduktor pentanahan biasanya terbuat dari batang tembaga keras dan memiliki konduktivitas tinggi dan biasanya disusun dengan cara dipilin yang disebut juga dengan (bare stranded copper). Kisi-kisi pentanahan ini bersambungan satu sama lain dan biasanya dikombinasikan dengan batang pentanahan yang juga terbuat dari tembaga.

Kedalaman penanaman batang pentanahan ini minimal sama dengan panjang batang tembaga itu sendiri. Pada pentanahan gardu induk, semua dasar isolator-isolator, terminal-terminal pentanahan dan pemisah pentanahan, netral trafo arus dan trafo tenaga, dasar penangkap petir (lightning arrester) dan struktur dihubungkan dengan kisi-kisi pentanahan. Pagar gardu induk yang terbuat dari besi atau logam dan terisolir dari tanah juga diketanahkan melalui batang tembaga ( $35 \text{ mm}^2$ ) dan panjang 1 meter serta ditanam di luar pagar dengan jarak lebih dari 5 meter terhadap kisi-kisi pentanahan utama.

### 2.11.1 Tujuan Pentanahan Peralatan Gardu Induk

Pentanahan peralatan dilakukan dengan menghubungkan bagian dari peralatan yang pada keadaan normal tidak dialiri arus dengan konduktor-konduktor pentanahan yang ditanam dibawahnya. Adapun tujuan dari pentanahan peralatan gardu induk adalah :

1. Membatasi tegangan antara bagian-bagian peralatan yang tidak dialiri arus dan antara bagian-bagian ini dengan tanah sampai pada suatu harga yang aman (tidak membahayakan) untuk semua kondisi operasi normal atau tidak normal.

2. Memperoleh impedansi yang kecil atau rendah dari jalan balik arus hubung singkat ke tanah.
3. Memberikan perlindungan terhadap orang yang berada di daerah gangguan terhadap bahaya-bahaya yang timbul akibat arus gangguan yang mengalir ke tanah.

(T. S Hutauruk, 1999: 125)

### 2.11.2 Langkah-Langkah Perencanaan

Langkah-langkah perhitungan perencanaan pentanahan peralatan gardu induk sesuai dengan IEEE Std. 80-2000 Guide For Safety In AC Substation Grounding adalah sebagai berikut :

1. Pemeriksaan tahanan jenis tanah
2. Perencanaan pendahuluan tata letak (layout) dan data-data.
3. Menghitung arus gangguan ke tanah.
4. Menghitung ukuran konduktor pentanahan yang diperlukan
5. Menghitung tegangan sentuh yang diijinkan
6. Menghitung tegangan langkah yang diijinkan
7. Menghitung jumlah konduktor yang diperlukan
8. Menghitung tahanan kombinasi pentanahan grid dan rod
9. Menghitung tegangan sentuh sebenarnya
10. Menghitung tegangan langkah sebenarnya

### 2.11.3 Ukuran Konduktor Pentanahan

Ukuran konduktor pada pentanahan grid dapat dihitung dengan persamaan Sverak (B133) berikut ini

$$A_{mm^2} = I \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (2-39)$$

Dengan,

$A_{mm^2}$  : Luas penampang konduktor pentanahan (mm<sup>2</sup>)

$I$  : Besarnya arus gangguan (kA)

$T_m$  : Suhu maksimum konduktor yang diijinkan (°C)

$T_a$  : Suhu sekeliling tahunan maksimum (°C)

$K_0$  : Konstanta

- $t_c$  : lama arus gangguan (s)
- $\alpha_r$  : koefisien termal dari tahanan pada suhu referensi ( $1/^\circ C$ )
- $\rho_r$  : Tahanan konduktor pada suhu referensi ( $\mu\Omega - cm$ )
- TCAP : Kapasitas termal per unit ( $J/cm^3 \cdot ^\circ C$ )

Setelah diperoleh luas penampang konduktor diatas maka diameter dari konduktor pentanahan dapat diperoleh dengan menggunakan persamaan berikut ini

$$d = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} \tag{2-40}$$

Dengan,

- d : diameter konduktor pentanahan (mm)

#### 2.11.4 Jumlah Batang Pentanahan Minimal

Pada waktu arus gangguan mengalir antara batang pentanahan dan tanah, tanah akan menjadi panas akibat arus  $i^2 \rho$ . Suhu tanah harus tetap di bawah  $100^\circ C$  untuk menjaga agar jangan sampai terjadi penguapan pada air kandungan tanah dan kenaikan tahanan jenis. Kerapatan arus yang diijinkan pada permukaan batang pentanahan dapat dihitung dengan persamaan :

$$i = 3,1414 \cdot 10^{-5} \cdot d \sqrt{\frac{\delta \theta}{\rho t}} \tag{2-41}$$

Dengan,

- i : Kerapatan arus yang diijinkan (amp/cm)
- d : Diameter batang pentanahan (mm)
- $\delta$  : Panas spesifik rata-rata tanah (kurang lebih  $1,75 \times 10^6$  watt-detik/ $m^3 \cdot ^\circ C$ )
- $\theta$  : Kenaikan suhu tanah yang diijinkan ( $^\circ C$ )
- $\rho$  : Tahanan jenis tanah ( $\Omega - m$ )
- t : Lama waktu gangguan (s)

Kenaikan suhu tanah yang diijinkan adalah antara perbedaan temperatur rata-rata tahanan dan  $100^\circ C$ . Misalkan kenaikan suhu diambil  $50^\circ C$ , maka kerapatan arus i adalah

$$i = 0,186 \text{ amp/cm dengan } \rho = 750 \Omega - m$$

Seluruh panjang batang pentanahan yang diperlukan dihitung dari pembagian arus gangguan ke tanah dengan kerapatan arus yang diijinkan, sedang jumlah batang

pentanahan yang diperlukan diperoleh dari pembagian panjang total dengan panjang satu batang. Jadi bila besar arus gangguan 1200 A, maka jumlah batang pentanahan minimal dengan panjang 3,5 m adalah

Nilai kerapatan arus diubah menjadi  $i = 0,186 \times 10^2$  amp/m, maka

$$\frac{1200}{3,5 \cdot 0,186 \cdot 100} = 19 \text{ batang}$$

Sehingga persamaan untuk menghitung jumlah batang konduktor adalah

$$\sum_{\text{batang konduktor}} = \frac{I}{L_1 \cdot i} \quad (2-42)$$

Dengan,

I : Besar arus gangguan (A)

$L_1$  : Panjang minimal satu batang konduktor (m)

i : Kerapatan arus (amp/m)

## 2.12 Konduktor Pentanahan

Seluruh komponen sistem pentanahan termasuk konduktor grid, sambungan-sambungan, dan semua elektroda primer harus direncanakan agar umur pemakaian sesuai dengan yang diharapkan. Maka dari itu, komponen sistem pentanahan tersebut harus :

1. Mempunyai konduktivitas yang cukup
1. Mempunyai kemampuan untuk bertahan pada kondisi terburuk dari arus gangguan yang meliputi besar arus dan lama gangguan.
2. Mempunyai kekuatan mekanik yang sangat tinggi
3. Mempunyai kemampuan untuk mempertahankan fungsinya baik pada kondisi korosi maupun karena kesalahan pemakaian.

(IEEE Std 80-2000 Guide For Safety In AC Substation Grounding, 2000: 39)

### 2.12.1 Jenis Konduktor Pentanahan

Jenis-jenis konduktor yang digunakan sebagai elektroda pentanahan adalah:

#### 2.12.1.1 Tembaga

Tembaga adalah jenis konduktor yang biasa digunakan sebagai material pentanahan. Konduktor tembaga mempunyai konduktivitas yang tinggi dan tahan terhadap korosi.

### 2.12.1.2 Tembaga Berlapis Baja (copper-clad steel)

Tembaga berlapis baja biasanya digunakan pada pentanahan batang (rod), tetapi kadang digunakan pada pentanahan grid dikarenakan faktor pencurian.

### 2.12.1.3 Almunium

Almunium jarang digunakan pada pentanahan grid karena mudah mengalami korosi, baik disebabkan oleh kondisi tanah maupun oleh arus bolak-balik. Lapisan almunium yang mengalami korosi mempunyai konduktivitas yang rendah sehingga tidak baik bila digunakan untuk tujuan pentanahan.

### 2.12.1.4 Baja (steel)

Baja bisa digunakan pada sistem pentanahan baik pentanahan grid maupun pentanahan batang (rod). Pentanahan dengan menggunakan baja memerlukan perhatian yang lebih terhadap korosi, oleh karena itu baja yang digunakan adalah baja tahan karat (galvanis).

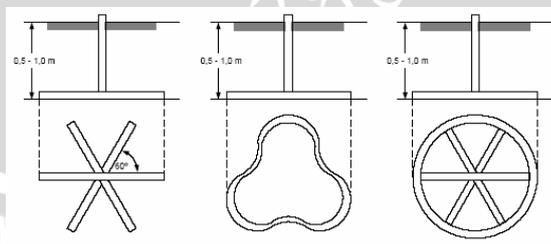
(IEEE Std 80-2000 Guide For Safety In AC Substation Grounding, 2000: 40)

## 2.12.2 Tipe Konduktor Pentanahan

Berdasarkan Persyaratan Umum Instalasi Listrik (PUIL) tahun 2000 ada beberapa macam tipe konduktor pentanahan, yaitu :

### 2.12.2.1 Elektrode Pita

Elektrode pita ialah elektrode yang dibuat dari penghantar berbentuk pita atau berpenampang bulat, atau penghantar pilin yang pada umumnya ditanam secara dangkal. Elektroda ini dapat ditanam sebagai pita lurus, radial, melingkar, jala-jala atau kombinasi dari bentuk tersebut yang ditanam sejajar permukaan tanah dengan kedalaman antara 0,5 sampai 1,0 m seperti pada gambar 2.8 berikut ini:



Gambar 2.8 Cara pemasangan elektroda pita

Sumber : PUIL 2000 : 80

### 2.12.2.2 Elektrode Batang

Elektrode batang adalah elektrode dari pipa besi, baja profil, atau batang logam lainnya yang dipancangkan ke dalam tanah.

### 2.12.2.3 Elektroda Plat

Elektrode plat adalah elektroda dari bahan logam utuh atau berlubang. Pada umumnya elektroda plat ditanam secara dalam.

### 2.12.2.4 Logam Lainnya dalam Tanah

Bila persyaratannya dipenuhi, jaringan pipa air minum dari logam dan selubung logam kabel yang tidak diisolasi yang langsung ditanam dalam tanah, besi tulang beton atau konstruksi baja bawah tanah lainnya boleh dipakai sebagai elektroda bumi.

## 2.13 Pentanahan Batang (Rod)

Bentuk pentanahan batang diberikan pada gambar 2.4 diatas. Pada pentanahan jenis ini, batang konduktor yang memiliki panjang tertentu dapat mencapai lapisan tanah dengan kondisi kelembapan tanah yang lebih baik daripada lapisan tanah diatasnya sehingga diperoleh nilai tahanan pentanahan yang kecil. Semakin dalam penanaman batang pentanahan maka nilai tahanan pentanahan akan semakin kecil. (Hadi, Abdul. 1981 : 158)

Untuk pentanahan elektroda batang (rod) sebanyak n dapat digunakan rumus dibawah ini:

$$R_R = \frac{\rho}{2 \pi N_R L_R} \left[ \ln \left( \frac{8L_R}{d} \right) - 1 + \frac{2L_r}{\sqrt{A}} K_1 \left( \sqrt{N_R} - 1 \right)^2 \right] \quad (2-43)$$

Dengan,

d : diameter elektroda batang (m)

$N_R$  : Jumlah elektroda batang (buah)

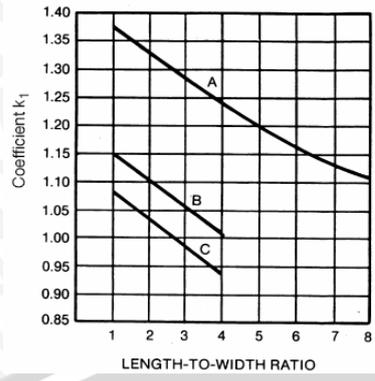
A : Luas area yang dilingkupi pentanahan ( $m^2$ )

$L_R$  : Panjang total elektroda batang (m)

$L_r$  : Panjang satu elektroda batang (m)

$K_1$  : Faktor koefisien

Nilai faktor koefisien  $K_1$  dapat diperoleh dari grafik berikut ini



Gambar 2.9 Faktor koefisien  $K_1$

Sumber : IEEE Std 80-2000 Guide For Safety In AC Substation Grounding : 67

Pada grafik diatas terdapat tiga kurva yaitu kurva A, B, dan C. Persamaan dari masing-masing kurva diatas adalah sebagai berikut

Kurva A, untuk kedalaman  $h = 0$

$$Y_A = -0,04 X + 1,41 \tag{2-44}$$

Kurva B, untuk kedalaman  $h = \frac{1}{10} \sqrt{A}$

$$Y_B = -0,05 X + 1,20 \tag{2-45}$$

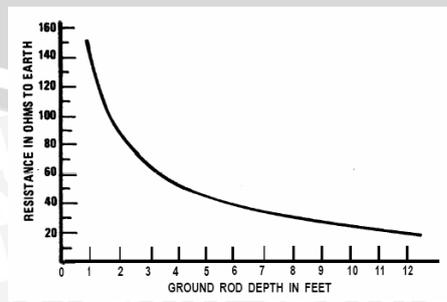
Kurva C, untuk kedalaman  $h = \frac{1}{6} \sqrt{A}$

$$Y_C = -0,05 X + 1,13 \tag{2-46}$$

Dengan,

- $Y_A, Y_B, Y_C$  : Nilai  $K_1$  pada kurva A, B, dan C
- $X$  : Perbandingan panjang dan lebar
- $A$  : Luas area pentanahan

Dari rumus diatas dapat diketahui bahwa pada pentanahan batang (rod), besarnya resistansi pentanahan dipengaruhi oleh panjang batang pentanahan yang digunakan. Berikut ini, diberikan grafik perubahan resistansi pentanahan batang terhadap panjang batang pentanahan.



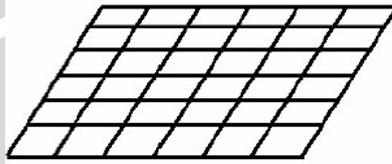
Gambar 2.10 Pengaruh panjang rod terhadap resistansi pentanahan

Sumber : Grounding, Bonding, and Shielding for Electronic Equipments and Facilities, 1982 : 2-9

Pada gambar diatas, terlihat bahwa semakin panjang batang pentanahan maka nilai tahanan pentanahan akan semakin rendah.

## 2.14 Pentanahan Grid

Bentuk pentanahan grid adalah bentuk pentanahan yang menggunakan batang-batang konduktor yang ditanam secara horizontal terhadap permukaan tanah seperti terlihat pada gambar 2.11 di bawah ini



Gambar 2.11 Pentanahan grid

Sumber : The Potential Gradient of Ground Surface According to Shapes of Mesh Grid Grounding Electrode Using Reduced Scaled Model. Paper. Tanpa tahun.

Pentanahan ini biasanya dilakukan pada kondisi tanah yang bersifat seragam dengan resistivitas tanah yang rendah. Pentanahan ini terdiri atas konduktor tembaga yang ditanam tidak terlalu dalam terhadap permukaan tanah. Kabel tembaga tersebut tersusun seperti sebuah jaring-jaring persegi yang digunakan untuk menyamakan tegangan di dalam area peralatan yang ditanahkan. Kadang luas area pentanahan grid ini melebihi luas area peralatan yang ditanahkan. Besar kecilnya jarak antara konduktor tergantung dari kebutuhan sistem. Selain itu, pada proses pemasangannya, konduktor tembaga harus disambung secara bersamaan pada bagian persilangan konduktor.

Pentanahan grid biasanya digunakan di area gardu induk (substation) atau di tempat lain dimana arus gangguan yang mengalir ke tanah sangat besar dan menimbulkan perbedaan potensial pada permukaan tanah sehingga dapat membahayakan orang yang berjalan di atasnya. Maka dari itu, perencanaan pentanahan pada gardu induk harus dapat memberikan tahanan pentanahan yang sekecil mungkin dan dapat meminimalkan perbedaan tegangan pada permukaan tanah. Disamping itu, pentanahan tipe grid ini juga digunakan pada daerah dimana kondisi tanah tidak memungkinkan untuk menerapkan tipe pentanahan lainnya seperti contohnya pada daerah yang berbatu sehingga sulit untuk menggunakan pentanahan batang vertikal (rod). Persamaan yang digunakan untuk menghitung tahanan pentanahan dengan tipe grid adalah :

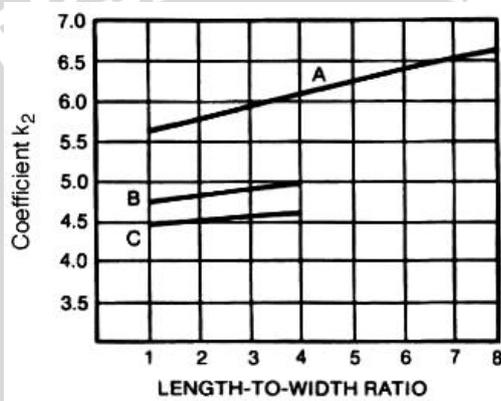
$$R_G = \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln \left( \frac{2L_G}{a} \right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 \right] \quad (2-47)$$

$$a' = \sqrt{d \cdot h} \tag{2-48}$$

Dengan,

- $R_G$  : Tahanan pentanahan tipe grid ( $\Omega$ )
- $L_G$  : Panjang total konduktor (m)
- $h$  : Kedalaman penanaman konduktor (m)
- $d$  : Diameter konduktor (m)
- $A$  : Luas area pentanahan ( $m^2$ )
- $\rho$  : Tahanan jenis tanah ( $\Omega$ -m)
- $K_1, K_2$  : Faktor koefisien

Nilai faktor koefisien  $K_2$  dapat diperoleh dari grafik di bawah ini,



Gambar 2.12 Faktor koefisien  $K_2$

Sumber : IEEE Std 80-2000 Guide For Safety In AC Substation Grounding : 67

Persamaan dari masing-masing kurva diatas adalah sebagai berikut

Kurva A, untuk kedalaman  $h = 0$

$$Y_A = 0,15 X + 5,50 \tag{2-49}$$

Kurva B, untuk kedalaman  $h = \frac{1}{10} \sqrt{A}$

$$Y_B = 0,10 X + 4,68 \tag{2-50}$$

Kurva C, untuk kedalaman  $h = \frac{1}{6} \sqrt{A}$

$$Y_C = -0,05 X + 4,40 \tag{2-51}$$

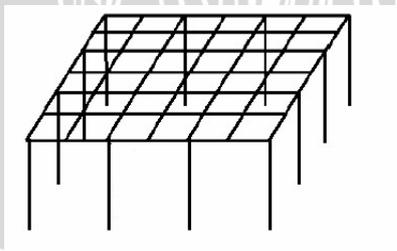
Dengan,

- $Y_A, Y_B, Y_C$  : Nilai  $K_2$  pada kurva A, B, dan C
- $X$  : Perbandingan panjang dan lebar
- $A$  : Luas area pentanahan

## 2.15 Kombinasi Grid dan Rod

Seperti telah dijelaskan pada bagian sebelumnya, pentanahan grid dan pentanahan batang (rod) mempunyai kelebihan dan kekurangan masing-masing. Pentanahan grid lebih dimaksudkan untuk mengurangi efek dari gradien tegangan pada permukaan tanah seperti tegangan langkah dan tegangan sentuh yang timbul akibat adanya arus gangguan yang mengalir ke tanah. Jarak antar konduktor paralel berkisar antara 3 – 7 m dan kedalaman penanaman grid berkisar antara 0,3 s/d 0,5 meter di bawah permukaan tanah. dengan kedalaman seperti ini, besarnya resistansi pentanahan yang diperoleh akan berubah-ubah tergantung dengan perubahan iklim yang terjadi. Contohnya, pada musim kemarau tanah menjadi kering sehingga tahanan jenis tanah meningkat sehingga resistansi pentanahan juga mengalami peningkatan, akan tetapi pada musim hujan resistansi pentanahan kembali ke nilai yang rendah.

Pada pentanahan batang vertikal, batang ditanam dengan kedalaman yang cukup untuk mencapai lapisan tanah dengan kandungan air yang konstan, sehingga perubahan iklim relatif tidak berpengaruh terhadap resistansi pentanahan yang diperoleh. Dengan kombinasi pentanahan grid dan rod ini, maka efek tegangan permukaan dapat diminimalkan dan besarnya resistansi pentanahan dapat dipertahankan stabil pada nilai yang rendah. Selain itu dengan pentanahan batang yang ditanam sampai ke lapisan tanah yang lebih dalam membuat sistem pentanahan lebih efektif dalam menghilangkan arus gangguan walaupun lapisan tanah atas memiliki resistansi lebih tinggi daripada lapisan tanah dibawahnya. Bentuk pentanahan kombinasi grid dan rod ini diberikan pada gambar 2.13 berikut ini. (IEEE Std 80-2000 Guide For Safety In AC Substation Grounding : 30)



Gambar 2.13 Tipe pentanahan kombinasi grid dan rod

Sumber: The Potential Gradient of Ground Surface According to Shapes of Mesh Grid Grounding Electrode Using Reduced Scaled Model. Paper. Tanpa tahun.

Persamaan untuk menentukan besarnya resistansi pentanahan kombinasi grid dan rod adalah persamaan Schwars berikut ini:

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln \left( \frac{2L_G}{L_r} \right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right] \quad (2-52)$$

$$R_K = \frac{R_R R_G - R_m^2}{R_R + R_G - 2 R_m} \quad (2-53)$$

Dengan,

$R_m$  : Tahanan mutual antara grid dan rod ( $\Omega$ )

$R_K$  : Tahanan total kombinasi grid dan rod ( $\Omega$ )

$R_R$  : Tahanan pentanahan rod ( $\Omega$ )

$R_G$  : Tahanan pentanahan grid ( $\Omega$ )

$L_G$  : Panjang total konduktor grid (m)

$L_r$  : Panjang satu batang konduktor (m)

$A$  : Luas area pentanahan ( $m^2$ )

$\rho$  : Tahanan jenis tanah ( $\Omega$ -m)

$K_1, K_2$  : Faktor koefisien



## BAB III

### METODE PENELITIAN

#### 3.1 Studi Literatur

Guna menunjang penelitian ini agar berjalan dengan baik dan mengarah pada tujuan yang akan dicapai maka diperlukan adanya dasar teori untuk mengolah dan menganalisa data-data yang diperoleh. Adapun beberapa dasar teori yang digunakan berkaitan dengan judul penulisan diatas antara lain :

1. Jarak-jarak pisah minimal di dalam gardu induk pasangan luar dengan bahan isolasi udara.
2. Susunan peralatan dan peralatan-peralatan standar di dalam gardu induk pasangan luar
3. Gangguan-gangguan di dalam gardu induk tipe terbuka yang meliputi surja petir, surja hubung dan gangguan satu fasa ke tanah
4. Bentuk pentanahan grid, bentuk pentanahan batang (rod), dan pentanahan kombinasi grid dan rod.
5. Tahanan jenis tanah dan hal-hal yang dapat mempengaruhinya.
6. Tegangan langkah, tegangan sentuh dan arus-arus yang melalui tubuh manusia.
7. Perencanaan pentanahan gardu induk pasangan luar yang meliputi tujuan dari pentanahan gardu induk dan langkah-langkah perhitungan perencanaan gardu induk untuk mendapatkan pentanahan yang aman sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

#### 3.2 Data yang Diperlukan

Dalam penelitian ini, data-data yang akan digunakan di dalam perhitungan dan analisa berasal dari referensi yang sudah ada dan kondisi riil yang ada di lapangan.

Data-data yang digunakan dalam penulisan skripsi ini antara lain

1. Sistem tegangan tinggi
2. Besar arus gangguan
3. Lama gangguan
4. Susunan peralatan (layout ) gardu induk pasangan luar
5. Standar pentanahan gardu induk pasangan luar
6. Tahanan jenis tanah

7. Peralatan-peralatan standar pada gardu induk pasangan luar
8. Dimensi peralatan pemisah dan pemutus pada gardu induk pasangan luar
9. Tipe serandang yang digunakan pada gardu induk pasangan luar

### **3.3 Perhitungan dan Analisa**

Setelah data-data yang diperlukan di atas diperoleh maka tahap selanjutnya adalah perhitungan dan analisa. Dengan memperhatikan rumusan masalah, batasan masalah dan ruang lingkup penulisan, maka perhitungan dan analisa dari skripsi ini terdiri dari :

#### **3.3.1 Menghitung Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) di dalam Gardu Induk Pasangan Luar**

Perhitungan jarak pisah minimal yang akan dilakukan meliputi perhitungan:

1. Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance)
2. Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance)
3. Jarak pisah peralatan (isolating distance)
4. Jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance)

Jarak pisah minimal yang diperoleh diatas akan diperhitungkan ulang dengan memasukkan faktor keamanan (safety factor). Perhitungan jarak pisah minimal ini digunakan untuk menentukan ukuran panjang minimal dari gardu induk.

#### **3.3.2 Menghitung Jarak Antar Konduktor dan Jarak Antara Konduktor dengan Serandang di dalam Serandang Busbar**

Perhitungan jarak pisah antar konduktor dan jarak pisah antara konduktor dengan serandang busbar dipergunakan untuk menentukan ukuran lebar minimal dari gardu induk..

#### **3.3.3 Menghitung Jarak Antara Arester dengan Transformator Utama**

Jarak antara arester dengan transformator ini tidak ditentukan berdasarkan jarak pisah minimal (minimum clearances) seperti pada peralatan lainnya, akan tetapi perlu dilakukan perhitungan khusus tentang jarak yang baik dalam hal pemasangan arester terhadap peralatan yang dilindungi sehingga diperoleh sistem perlindungan yang baik.

### 3.3.4 Menghitung Panjang dan Lebar Minimal Gardu Induk Pasangan Luar

Panjang minimal gardu induk dihitung berdasarkan jarak pisah minimal (minimum clearance) di dalam gardu induk seperti jarak pisah fasa ke tanah dan jarak pisah fasa ke fasa sehingga diperoleh jarak antar peralatan di dalam gardu induk. Dengan memperhatikan susunan peralatan di dalam gardu induk maka panjang gardu induk dapat diperoleh dengan menjumlahkan jarak antar peralatan didalamnya. Sedangkan lebar gardu induk dihitung berdasarkan jarak antar konduktor dan jarak antara konduktor dengan serandang di dalam serandang busbar.

### 3.3.5 Penentuan Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Peralatan Gardu Induk Pasangan Luar

Penentuan kebutuhan minimal konduktor pentanahan ini didasarkan pada tahap-tahap perencanaan pentanahan gardu induk yang terdapat pada IEEE Std. 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding sehingga langkah-langkah penentuan kebutuhan minimal pentanahan peralatan gardu induk ini meliputi :

1. Menentukan ukuran minimal konduktor grid dan batang (rod)
2. Menghitung besarnya tegangan sentuh dan tegangan langkah yang diijinkan
3. Menentukan panjang minimal konduktor pentanahan dengan mengacu pada besarnya tegangan sentuh yang diijinkan. Dalam hal ini, panjang konduktor minimal diperoleh jika nilai tegangan sentuh sebenarnya mendekati nilai tegangan sentuh yang diijinkan.
4. Menghitung nilai tahanan pentanahan pada konfigurasi pentanahan minimal yang diperoleh.
5. Menentukan panjang konduktor pentanahan yang diperlukan jika nilai tegangan sentuh sebenarnya diturunkan sebesar 5% dari nilai sebelumnya.
6. Menghitung nilai tahanan pentanahan setelah adanya perubahan konfigurasi pentanahan akibat penurunan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 5%.

Konfigurasi pentanahan yang digunakan dalam gardu induk ini adalah pentanahan kombinasi grid dan rod. Konfigurasi pentanahan minimal diperoleh dengan mengatur jarak spasi antara konduktor grid dengan bentuk grid adalah persegi sehingga diperoleh nilai tegangan sentuh sebenarnya mendekati atau sama dengan nilai tegangan sentuh yang diijinkan.

### 3.3.6 Penentuan Kebutuhan Luas untuk Penambahan Satu Buah Peralatan di dalam Gardu Induk Pasangan Luar

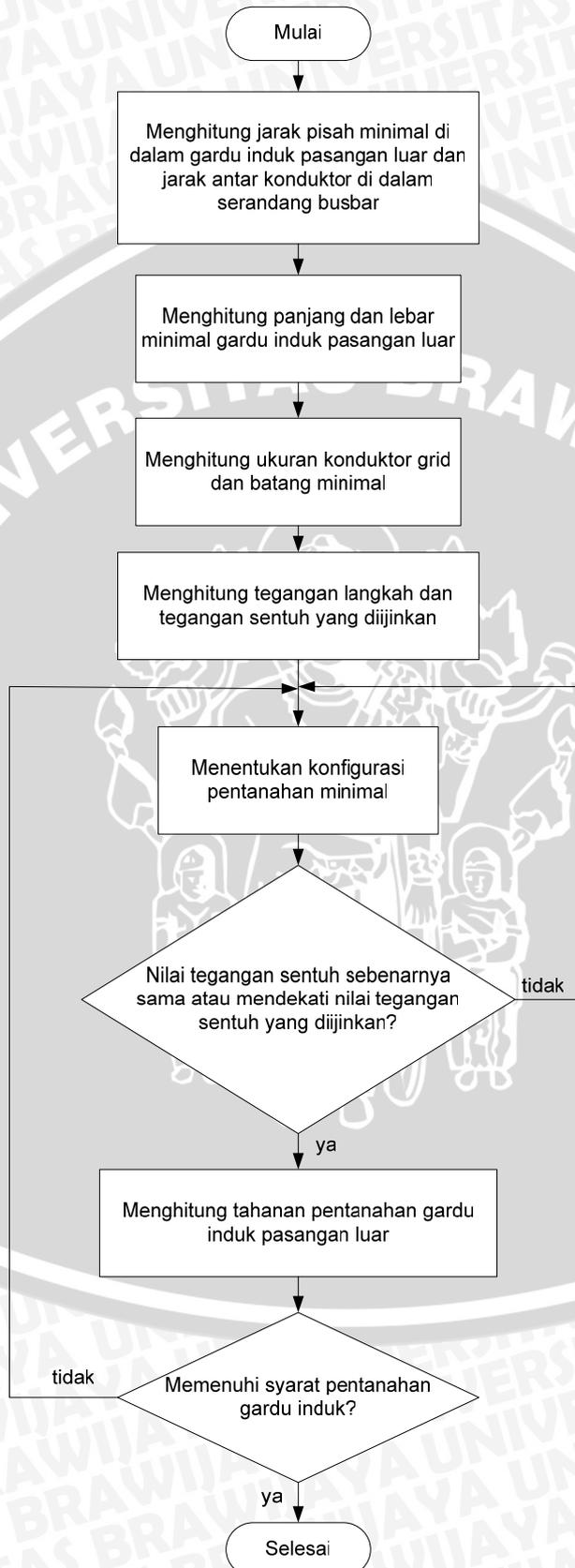
Perhitungan ini dilakukan untuk mengetahui berapa luas lahan minimal yang diperlukan bila sewaktu-waktu terjadi penambahan peralatan di dalam gardu induk guna pengembangan gardu induk di masa depan dan peningkatan kualitas pelayanan kepada konsumen.

### 3.4 Penutup

Dari hasil pengolahan data dan analisa di atas dapat ditarik suatu kesimpulan tentang kebutuhan minimal pentanahan peralatan pada gardu induk pasangan luar meliputi luas minimal gardu induk dan jumlah minimal konduktor pentanahan untuk masing-masing gardu induk diatas dengan tetap memperhatikan syarat-syarat pentanahan yang diijinkan.



### 3.5 Diagram alir perhitungan



## BAB IV

### PERHITUNGAN DAN ANALISA

Pada bagian perhitungan dan analisa ini, tipe gardu induk yang akan digunakan adalah tipe gardu induk pasangan luar. Daerah yang diperlukan untuk merencanakan sebuah gardu induk tipe pasangan luar lebih luas daripada tipe gardu induk lainnya. Luas gardu induk tipe pasangan luar dipengaruhi oleh jarak pisah antara peralatan-peralatan di dalam gardu induk. Penentuan jarak pisah peralatan ini dilakukan dengan mempertimbangkan faktor keberadaan manusia di dalam gardu induk untuk keperluan pemeliharaan dan perbaikan bila terjadi gangguan. Setelah diperoleh luas gardu induk maka langkah selanjutnya adalah menentukan konfigurasi pentanahan yang sesuai agar bahaya tegangan langkah dan tegangan sentuh dapat dinetralisir.

Gangguan yang biasanya terdapat dalam suatu gardu induk berasal dari surja petir, surja hubung dan tegangan abnormal yang berupa kenaikan tegangan fasa sehat akibat adanya gangguan 1 fasa ke tanah. Kenaikan tegangan fasa sehat ini digunakan sebagai dasar untuk menentukan tegangan dasar arrester. Tegangan dasar arrester adalah 1,2 kali tegangan maksimum sistem ( $V_M$ ) untuk sistem yang ditanahkan dengan tahanan.

Pada gardu induk tipe pasangan luar, isolator yang digunakan untuk membatasi bagian-bagian yang bertegangan dan bagian yang bertegangan dengan tanah adalah udara. Oleh sebab itu, untuk mendapatkan luas minimal gardu induk sistem tegangan 70 kV, 150 kV dan 500 kV, perlu diperhatikan jarak pisah minimal (minimum clearances) antara peralatan pada gardu induk. Dalam pengaturan tata letak peralatan gardu induk ada 4 macam jarak pisah minimal (minimum clearances) yang harus diperhatikan yaitu :

- a. Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance)  
yaitu jarak pisah antara bagian peralatan yang bertegangan dengan bagian peralatan yang ditanahkan seperti dinding, pagar serta tanah.
- b. Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance)  
yaitu jarak pisah antara dua titik yang bertegangan dari dua fasa yang berbeda
- c. Jarak pisah peralatan (isolating distance)  
yaitu jarak antara terminal-terminal peralatan pada hubung lapang (switch yard) seperti sakelar pemisah dan pemutus tenaga.
- d. Jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance)

yaitu jarak antara bagian peralatan yang bertegangan dengan daerah bebas untuk pemeliharaan.

#### 4.1 Jarak Pisah Minimal Sistem 70 kV.

Di dalam penentuan luas minimal gardu induk diperlukan adanya perhitungan jarak-jarak pisah minimal yang diijinkan baik untuk keamanan manusia maupun untuk kepentingan pemeliharaan. Pada pembahasan ini, perhitungan jarak-jarak pisah minimal peralatan dilakukan berdasarkan tegangan maksimum sistem, tegangan surja petir dan tegangan surja hubung. Akan tetapi, untuk sistem tegangan dibawah 300 kV, besarnya tegangan surja hubung masih berada di dalam batas aman bila dibandingkan tegangan surja petir, sehingga untuk sistem 70 kV ini perhitungan jarak pisah dilakukan berdasarkan tegangan maksimum sistem dan tegangan surja petir saja.

##### 4.1.1 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem

Perhitungan jarak pisah berdasarkan tegangan maksimum sistem ini dilakukan berdasarkan rekomendasi dari IEEE Working Group 59, dimana besarnya tegangan maksimum sistem adalah 5% lebih besar dari tegangan nominalnya.

##### 4.1.1.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)

- a. Dengan menggunakan persamaan (2-6), besarnya tegangan maksimum sistem adalah

$$\begin{aligned}V_M &= 1,05 \times V_{nom} \\ &= 1,05 \times 70 \text{ kV} \\ &= 73,5 \text{ kV}\end{aligned}$$

- b. Tegangan maksimum saluran ke netral ( $V_{LN}$ )

Setelah diketahui besarnya tegangan maksimum sistem, langkah selanjutnya adalah menghitung besarnya tegangan maksimum saluran ke netral. Perhitungan ini dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan (2-7) berikut ini,

$$\begin{aligned}V_{LN} &= \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times V_M \\ &= \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 73,5 \text{ kV} \\ &= 60 \text{ kV}\end{aligned}$$

- c. Tegangan puncak ketahanan terhadap surja hubung ( $V_w$ )

Jarak pisah fasa ke tanah ini dipengaruhi oleh besarnya tegangan lebih fasa ke tanah. Jika faktor tegangan lebih fasa ke tanah ( $k$ ) diambil sebesar 3,8 p.u. maka besarnya tegangan puncak ketahanan terhadap surja hubung sesuai dengan persamaan (2-8) adalah

$$\begin{aligned} V_w &= 3,8 \times 60 \\ &= 228 \text{ kV} \end{aligned}$$

- d. Tegangan kritis terhadap loncatan bunga api (critical voltage flashover)  
Selain adanya faktor tegangan lebih, jarak pisah fasa ke tanah ini juga dipengaruhi oleh adanya tegangan kritis terhadap loncatan bunga api pada saat gangguan. Faktor-faktor yang mempengaruhi besarnya tegangan kritis berdasarkan rekomendasi IEEE Working Group 59 diatas diketahui masing-masing besarnya adalah 1,05, Dengan menggunakan persamaan (2-9) maka besarnya tegangan kritis terhadap loncatan bunga api ini adalah

$$\begin{aligned} V_{CFO} &= 1,05 \times 1,05 \times 1,05 \times 228 \\ &= 263,94 \text{ kV} \end{aligned}$$

- e. Jarak pisah minimal fasa ke tanah (earth clearance)

Dengan demikian besarnya jarak pisah minimal fasa ke tanah menurut persamaan (2-10) berikut ini adalah

$$\begin{aligned} D_1 &= \left( \frac{V_{CFO}}{500} \right)^{1,666} \\ &= \left( \frac{263,94}{500} \right)^{1,666} \\ &= 0,35 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas maka jarak pisah minimal fasa ke tanah (earth clearance) untuk sistem tegangan 70 kV adalah 0,35 m.

#### 4.1.1.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)

Langkah-langkah perhitungan jarak pisah minimal fasa ke fasa adalah sama dengan perhitungan jarak pisah minimal fasa ke tanah diatas. Perhitungan tersebut adalah sebagai berikut:

- a. Tegangan maksimal sistem ( $V_M$ )

$$V_M = 73,5 \text{ kV}$$

- b. Tegangan maksimal saluran ke netral ( $V_{LN}$ )

$$V_{LN} = 60 \text{ kV}$$

- c. Tegangan lebih hubung maksimal yang diijinkan dari fasa ke fasa ( $V_S$ )  
Tegangan lebih yang mempengaruhi perhitungan ini adalah tegangan lebih fasa ke fasa. Faktor tegangan lebih fasa ke fasa lebih besar daripada faktor tegangan lebih fasa ke tanah. Jika diambil faktor tegangan lebih fasa ke fasa sebesar 4,0 maka tegangan lebih hubung maksimal yang diijinkan dari fasa ke fasa menurut persamaan (2-11) adalah

$$\begin{aligned} V_S &= 4,0 \times 60 \text{ kV} \\ &= 240 \text{ kV} \end{aligned}$$

- d. Tegangan lebih fasa ke fasa yang masih diijinkan

Besarnya tegangan lebih fasa ke fasa tidak terlepas dari adanya pengaruh faktor lingkungan yang besarnya masing-masing berdasarkan rekomendasi dari IEEE Working Group 59 adalah 1,05. sehingga besarnya tegangan lebih hubung maksimal yang masih diijinkan dengan menggunakan persamaan (2-12) adalah

$$\begin{aligned} V_{OVR} &= 1,05 \times 1,05 \times 1,05 \times 240 \\ &= 277,83 \text{ kV} \end{aligned}$$

- e. Jarak pisah minimal fasa ke fasa (phase clearance)

Dengan demikian jarak pisah fasa ke fasa dapat diperoleh dengan memasukkan nilai tegangan lebih hubung maksimal ke dalam persamaan (2-13) berikut ini

$$\begin{aligned} D_2 &= \left( \frac{V_{OVR}}{500} \right)^{1,666} \\ &= \left( \frac{277,83}{500} \right)^{1,666} \\ &= 0,40 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas maka jarak pisah minimal fasa ke fasa (phase clearance) untuk sistem tegangan 70 kV adalah 0,40 m.

#### 4.1.1.3 Jarak Pisah Peralatan (isolating distance)

Jarak pisah peralatan di dalam gardu induk dipengaruhi oleh tipe serandang yang digunakan. Tipe serandang yang paling banyak digunakan saat ini adalah serandang tipe

gawang. Pada tabel 2.4, sistem tegangan 70 kV berada di antara sistem tegangan 66 kV dan 132 kV, sehingga jarak pisah peralatan untuk sistem 70 kV diperoleh sebagai berikut :

a. Jarak bebas dengan tanah (E)

$$\begin{aligned} &= 0,76 + \frac{70 - 66}{132 - 66} (1,35 - 0,76) \\ &= 0,79 \text{ m} \\ &\approx 0,80 \text{ m} \end{aligned}$$

b. Jarak bebas ke tiang (P)

$$\begin{aligned} &= 0,86 + 0,06 (1,55 - 0,86) \\ &= 0,90 \text{ m} \end{aligned}$$

c. Lebar di bawah bagian bertegangan (W)

$$\begin{aligned} &= 0,23 + 0,06 (0,23 - 0,23) \\ &= 0,23 \text{ m} \\ &\approx 0,20 \text{ m} \end{aligned}$$

d. Jarak bebas petak jalan (S)

$$\begin{aligned} &= 3,12 + 0,06 (3,58 - 3,12) \\ &= 3,15 \text{ m} \\ &\approx 3,20 \text{ m} \end{aligned}$$

e. Lebar tiang serandang (L)

$$\begin{aligned} &= 0,3 + 0,06 (0,46 - 0,3) \\ &= 0,31 \text{ m} \\ &\approx 0,30 \text{ m} \\ &= 5,65 \text{ m} \end{aligned}$$

Dengan menghitung parameter-parameter diatas, maka jarak antara pusat peralatan yang bertegangan (Y) dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan (2-14) dan (2-15). Untuk itu perlu dilakukan pengecekan terlebih dahulu apakah nilai S lebih besar atau lebih kecil dari  $2E + L$

Maka

$$\begin{aligned} S &= 3,15 \\ 2E + L &= (2 \times 0,79) + 0,31 \\ &= 1,89 \end{aligned}$$

Ternyata  $S > 2E + L$

Sehingga jarak antara peralatan Y dapat dihitung dengan persamaan (2-14) di bawah ini

$$\begin{aligned} Y &= 2P + 3W + S \\ &= (2 \times 0,9) + (3 \times 0,23) + 3,15 \\ &= 5,64 \text{ m} \\ &\approx 5,70 \text{ m} \end{aligned}$$

Jadi, jarak antara pusat peralatan yang bertegangan untuk sistem 70 kV adalah sebesar 5,70 m.

#### 4.1.1.4 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (*section clearance*)

Selain jarak-jarak pisah diatas perlu juga diperhatikan pemberian jarak pisah untuk kepentingan pemeliharaan dan perbaikan. Jarak pisah untuk pemeliharaan ini disebut juga *section clearance*. Ada 2 macam *section clearance* yaitu *section clearance* vertikal dan horisontal. *Section clearance* vertikal dihitung dengan asumsi bahwa orang berdiri di dalam gardu induk, sedangkan *section clearance* horisontal ditentukan dengan asumsi bahwa orang yang jatuh berada dalam posisi terlentang. Besarnya *section clearance* vertikal dan *section clearance* horisontal adalah :

$$\begin{aligned} \text{Section clearance vertikal} &= \text{ground clearance} + \text{earth clearance} \\ &= 2,25 + 0,35 \\ &= 2,60 \text{ m} \end{aligned}$$

*Section clearance* horisontal ditentukan dari grafik pada gambar 2.3, dengan pemisahan jarak bebas berupa petak jalan maka besarnya *section clearance* horisontal adalah 3,20 m.

#### 4.1.1.5 Jarak Pisah Minimal (*minimum clearance*) karena Pengaruh Lingkungan

Faktor lingkungan tidak bisa terlepas dari perhitungan jarak pisah minimum ini. Pertimbangan faktor lingkungan diperlukan untuk lebih menjamin keselamatan dan keamanan manusia yang berada di dalam gardu induk. Besarnya masing-masing jarak pisah karena pengaruh lingkungan adalah:

- a. Jarak pisah minimal fasa ke tanah (*earth clearance*)

Besarnya *safety factor* untuk jarak pisah fasa ke tanah menurut IEEE working group adalah sebesar 110%, sehingga jarak pisah minimal fasa ke tanah karena pengaruh lingkungan adalah

$$= \text{earth clearance} \times \text{safety factor}$$

$$= 0,35 \times 110\%$$

$$= 0,40 \text{ m}$$

- b. Jarak pisah minimal fasa ke fasa (phase clearance)

Besarnya safety factor untuk jarak pisah fasa ke fasa menurut IEEE working group adalah 115%, maka besarnya jarak pisah fasa ke fasa dengan memperhitungkan faktor lingkungan adalah

$$= \text{phase clearance} \times \text{safety factor}$$

$$= 0,40 \times 115\%$$

$$= 0,46 \text{ m}$$

$$\approx 0,50 \text{ m}$$

- c. Jarak pisah peralatan (isolating distance)

Jarak pisah peralatan karena faktor lingkungan sama dengan hasil perhitungan diatas.

- d. Jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance)

Karena besarnya jarak pisah minimal fasa ke tanah (earth clearance) berubah maka nilai section clearance vertikal juga berubah menjadi

$$= \text{ground clearance} + \text{earth clearance}$$

$$= 2,25 + 0,40$$

$$= 2,65 \text{ m}$$

$$\approx 2,70 \text{ m}$$

Sedangkan nilai section clearance horisontal besarnya 3,20 m.

#### 4.1.2 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Surja Petir

Di dalam gardu induk, dari ketiga macam gangguan yang terdapat di dalam gardu induk yaitu gangguan satu fasa ke tanah, surja hubung dan surja petir, dampak kerusakan yang paling hebat disebabkan oleh adanya surja petir yang langsung menyambar peralatan di dalam gardu induk. Perhitungan jarak pisah di dalam gardu induk sistem 70 kV, umumnya dilakukan berdasarkan tegangan surja petir daripada tegangan surja hubung. Hal ini dikarenakan tegangan surja hubung yang timbul pada saat peralatan pemutus dan pemisah bekerja masih berada dalam batas aman sehingga tingkat isolasi yang ada masih dapat menahan tegangan surja hubung tersebut agar tidak menimbulkan kerusakan pada peralatan gardu induk.

Oleh sebab itu, tingkat isolasi di dalam gardu induk harus direncanakan untuk kondisi gangguan yang terbesar yang dalam hal ini adalah surja petir sehingga bila petir

menyambar peralatan di dalam gardu induk, tingkat isolasi yang sudah direncanakan dapat menahan kenaikan tegangan yang besarnya bisa mencapai beberapa kali dari tegangan nominalnya. Selain itu, pengamanan peralatan di dalam gardu induk juga perlu ditingkatkan dengan menggunakan kawat tanah (ground wire) dan memperkecil tahanan pentanahan gardu induk.

#### 4.1.2.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)

Dengan memasukkan nilai tegangan surja petir sistem 70 kV pada tabel 2.2 ke dalam persamaan (2-10), maka besarnya jarak pisah fasa ke tanah berdasarkan tegangan surja petir adalah

$$\begin{aligned} D_1 &= \left( \frac{V_{\text{Surja Petir}}}{500} \right)^{1,666} \\ &= \left( \frac{350}{500} \right)^{1,666} \\ &= 0,55 \text{ m} \end{aligned}$$

#### 4.1.2.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)

Dengan menggunakan nilai tegangan surja petir sistem 70 kV pada tabel 2.2 dan persamaan (2-13) maka besarnya jarak pisah fasa ke fasa berdasarkan tegangan surja petir adalah

$$\begin{aligned} D_2 &= \left( \frac{V_{\text{Surja Petir}}}{500} \right)^{1,666} \\ &= \left( \frac{350}{500} \right)^{1,666} \\ &= 0,55 \text{ m} \end{aligned}$$

#### 4.1.2.3 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)

Dalam hal ini, terdapat dua macam jarak pisah untuk pemeliharaan yaitu jarak pisah vertikal dan horisontal.

$$\begin{aligned} \text{Besarnya section clearance vertikal} &= \text{ground clearance} + \text{earth clearance} \\ &= 2,25 + 0,55 \\ &= 2,80 \text{ m} \end{aligned}$$

Sedangkan besarnya section clearance horisontal adalah sama dengan hasil penentuan berdasarkan grafik pada gambar 2.3 yaitu sebesar 3,20 m

#### 4.1.2.4 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan

Di dalam perhitungan jarak pisah minimal ini, faktor lingkungan mempunyai pengaruh yang perlu diperhatikan sehingga besarnya jarak pisah yang telah diperoleh diatas akan berubah besarnya masing-masing sebagai berikut:

- a. Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance)  
= earth clearance x safety factor  
=  $0,55 \times 110\%$   
= 0,605 m  
= 0,60 m
- b. Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance)  
= phase clearance x safety factor  
=  $0,55 \times 115\%$   
= 0,6325 m  
= 0,63 m
- c. Jarak pisah peralatan (isolating distance)  
Besarnya sama dengan perhitungan sebelumnya
- d. Jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance)  
Section clearance vertikal = ground clearance + earth clearance  
=  $2,25 + 0,60$   
= 2,85 m

Sedangkan section clearance horisontal besarnya tetap yaitu 3,20 m.

#### 4.1.3 Perbandingan Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem dan Tegangan Surja Petir Sistem 70 kV

Untuk membandingkan perhitungan jarak pisah minimal berdasarkan kedua macam tegangan diatas maka hasil dari perhitungan tersebut akan ditunjukkan dalam tabel 4.1 di bawah ini. Jarak pisah yang biasanya digunakan sebagai acuan dalam penyusunan peralatan di dalam gardu induk adalah jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance) dan jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance). Nilai jarak pisah yang dimasukkan ke dalam tabel adalah nilai jarak pisah setelah dihitung berdasarkan pengaruh faktor lingkungan.

**Tabel 4.1 Perbandingan jarak pisah minimal berdasarkan tegangan maksimum sistem dan tegangan surja petir sistem 70 kV**

No.	Macam	Berdasarkan tegangan maksimum sistem (m)	Berdasarkan tegangan surja petir (m)
1.	Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance)	0,40 m	0,60 m
2.	Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance)	0,50 m	0,63 m
3.	Jarak pisah untuk pemeliharaan vertikal	2,70 m	2,85 m

Sumber: Hasil perhitungan

Dengan memperhatikan tabel 4.1, dapat diketahui bahwa terdapat selisih jarak yang tidak terlalu besar di dalam penentuan jarak pisah minimal di dalam gardu induk sistem 70 kV baik dengan menggunakan dasar tegangan maksimum sistem maupun tegangan surja petir. Akan tetapi, untuk menjamin keamanan gardu induk, maka kekuatan isolasi di dalam gardu induk harus dipersiapkan untuk kondisi gangguan yang terbesar yaitu surja petir. Dengan demikian penentuan luas minimal gardu induk sistem 70 kV ini akan ditentukan oleh jarak pisah minimal yang diperoleh berdasarkan tegangan surja petir.

#### 4.2 Jarak Antara Arester dengan Transformator Sistem 70 kV

Di dalam gardu induk, arester berfungsi untuk melindungi transformator utama sehingga biasanya ditempatkan di dekat transformator utama. Jarak antara arester dengan transformator dipengaruhi oleh besarnya tegangan dasar arester. Untuk sistem yang titik netralnya ditanahkan menggunakan tahanan pentanahan, besarnya tegangan dasar arrester adalah  $1,2 V_M$ .

Dari perhitungan sebelumnya diperoleh besarnya tegangan maksimum sistem yaitu,

$$V_M = 73,5 \text{ kV}$$

$$\begin{aligned} \text{Tegangan dasar arrester} &= 1,2 \times V_M \\ &= 1,2 \times 73,5 \\ &= 88,2 \text{ kV} \end{aligned}$$

Sedangkan tegangan pelepasan arrester ( $e_a$ ) dihitung dengan menggunakan persamaan (2-2) dengan nilai DLR diambil 2,8 maka,

$$\begin{aligned} e_a &= 2,8 \times 88,2 \\ &= 246,96 \text{ kV} \end{aligned}$$

Besarnya tegangan terminal alat yang dilindungi ( $e_t$ ) biasanya disamakan dengan nilai BIL untuk tegangan sistem yang digunakan. BIL untuk sistem tegangan 70 kV adalah 350 kV maka

$$e_t = \text{BIL} = 350 \text{ kV}$$

Jika kecuraman muka gelombang ( $\mu$ ) sebesar  $500 \text{ kV}/\mu\text{s}$  dan kecepatan rambat gelombang datang ( $v$ ) sebesar  $300 \text{ (m}/\mu\text{s)}$  maka jarak antara transformator dengan arrester pada gardu induk dengan sistem tegangan 70 kV dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2-4) berikut ini

$$\begin{aligned} x &= \frac{300}{2 \times 500} (350 - 246,96) \\ &= 30,912 \text{ m} \\ &\approx 31 \text{ m} \end{aligned}$$

Menurut rekomendasi dari Witzke dan Bliss pada bagian lampiran 2 tabel 1, jarak antara arester dengan transformator untuk sistem tegangan 70 kV adalah 9,76 m. Tetapi menurut rekomendasi dari English Electric Company pada lampiran 2 tabel 2, jarak antara arester dan transformator yang diperbolehkan adalah sebesar  $0,1525 \times$  tegangan sistem, sehingga jarak yang diijinkan adalah 10,68 m, jika dibulatkan menjadi 10,70 m.

#### **4.3 Jarak Antar Konduktor dan Jarak Antara Konduktor dengan Serandang pada Serandang Busbar Sistem 70 kV**

##### **4.3.1 Jarak Antar Konduktor dalam Serandang Busbar**

Perhitungan jarak antar konduktor dalam serandang busbar dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan (2-17) berikut ini :

$$S_1 = 0,75 \sqrt{D} + \frac{V_{L-L}^2}{20000}$$

Jika besarnya andongan ( $D$ ) dimisalkan 1,20 m, maka jarak minimal antar konduktor dalam serandang busbar sistem tegangan 70 kV adalah sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 S_1 &= 0,75 \sqrt{1,20} + \frac{70^2}{20000} \\
 &= 1,07 \text{ m} \\
 &\approx 1,10 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Dengan memperhitungkan faktor ayunan sebesar  $20^\circ$ , maka besarnya jarak ayunan ( $x$ ) untuk masing-masing konduktor dengan menggunakan persamaan (2-19) adalah

$$\begin{aligned}
 x &= 1,2 \sin 20^\circ \\
 &= 0,40 \text{ m}
 \end{aligned}$$

maka besarnya jarak minimal antar konduktor dalam serandang busbar sesuai dengan persamaan (2-18) adalah

$$\begin{aligned}
 S_{sw} &= S_1 + 2x \\
 &= 1,10 + 2(0,40) \\
 &= 1,90 \text{ m}
 \end{aligned}$$

#### 4.3.2 Jarak Antara Konduktor dengan Serandang Busbar

Di dalam penentuan jarak antara konduktor dengan serandang busbar ini tegangan yang digunakan adalah tegangan saluran ke netral. Besarnya jarak minimal antara konduktor dengan serandang menurut persamaan (2-20) dan (2-21) adalah sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 V_{L-N} &= \frac{70}{\sqrt{3}} \\
 &= 40,41 \text{ V}
 \end{aligned}$$

Maka,

$$\begin{aligned}
 S_2 &= 0,75 \sqrt{1,2} + \frac{(40,41)^2}{20000} \\
 &= 0,90 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Berdasarkan standar PLN PIRING JATIM, besarnya faktor manusia adalah 0,75 m, sedangkan jarak ayunan ( $x$ ) untuk satu buah konduktor yang berdekatan dengan serandang dari perhitungan sebelumnya sebesar 0,4 m. Maka dengan menggunakan persamaan (2-22), besarnya jarak minimal antara konduktor dengan serandang busbar ini adalah

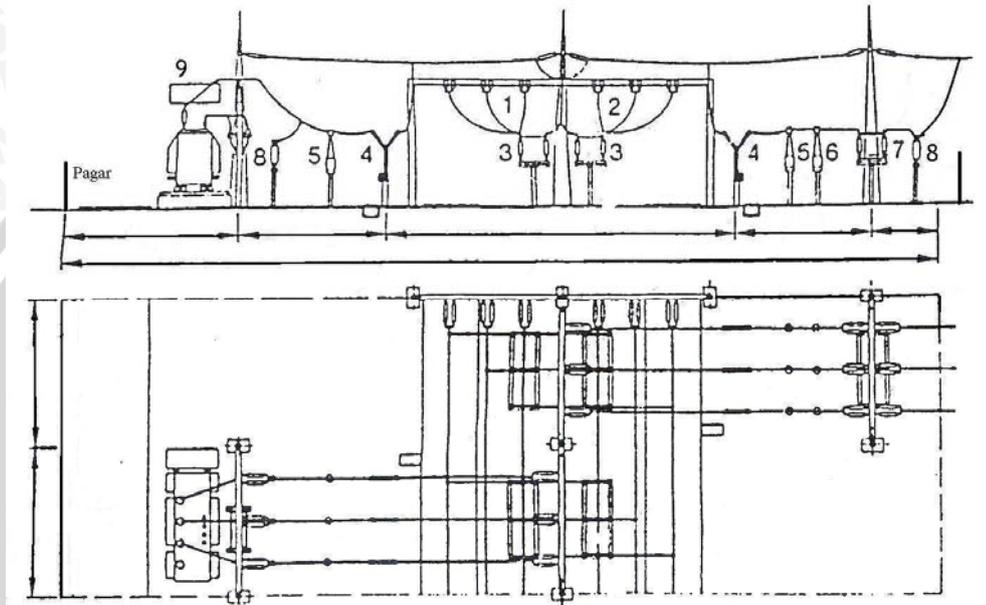
$$\begin{aligned}
 S_m &= S_2 + f_m + x \\
 &= 0,90 + 0,75 + 0,4
 \end{aligned}$$

= 2,05 m

≈ 2,00 m

#### 4.4 Luas Tanah Minimal Gardu Induk Sistem 70 kV

Sebelum menentukan luas minimal gardu induk sistem 70 kV, terlebih dahulu diperlukan gambar layout susunan peralatan dari gardu induk. Bentuk dan susunan peralatan pada gardu induk 70 kV diberikan pada gambar berikut ini



Gambar 4.1 Susunan peralatan gardu induk 70 kV dan 150 kV  
Sumber: Asea Brown Boveri Pocket Book. Switchgear manual, 1988: 419

Berdasarkan gambar diatas maka peralatan-peralatan standar yang digunakan di dalam gardu induk antara lain :

1. Ril / busbar I
2. Ril / busbar II
3. Pemisah ril (DS busbar)
4. Pemutus (CB/circuit breaker)
5. Transformator arus (current transformer)
6. Transformator tegangan (voltage transformer)
7. Pemisah feeder (DS feeder)
8. Arrester (surge arrester)
9. Transformator daya (power transformer)

Jarak-jarak pisah minimal yang akan digunakan dalam penentuan luas minimal gardu induk berdasarkan tegangan surja petir antara lain :

1. Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance) = 0,60 m
2. Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance) = 0,63 m
3. Jarak pisah untuk pemeliharaan vertikal  
(vertical section clearance) = 2,85 m
4. Jarak pisah untuk pemeliharaan horisontal  
(horisontal section clearance) = 3,20 m
5. Lebar tiang serandang = 0,30 m
6. Jarak antar konduktor dalam serandang busbar = 1,90 m
7. Jarak antara konduktor dengan serandang busbar = 2,00 m

Berdasarkan pengamatan di lapangan, ukuran panjang dan lebar rata-rata dari peralatan pemisah (DS) dan pemutus (CB) adalah sebagai berikut :

PMS (DS)	: Panjang	= 6 m
	: Lebar	= 3 m
PMT (CB)	: Panjang	= 6 m
	: Lebar	= 3 m

#### 4.4.1 Panjang Minimal Gardu Induk Sistem 70 kV

Dalam gardu induk, biasanya arester ditempatkan di ujung-ujung saluran masuk dan di dekat transformator. Dengan memperhatikan gambar layout diatas, maka perhitungan panjang gardu induk dimulai dari saluran masuk (incoming/feeder) sampai dengan transformator adalah sebagai berikut:

Perhitungan panjang gardu induk tersebut adalah sebagai berikut :

- a. Jarak pagar ke arester

Jika antara pagar dan arester diberikan jalan untuk pemeliharaan maka jarak pagar ke arester adalah

$$\begin{aligned}
 &= \text{jarak pisah fasa ke tanah} + \text{jarak pisah untuk pemeliharaan} \\
 &\quad \text{horisontal} \\
 &= 0,60 + 3,20 \\
 &= 3,80 \text{ m}
 \end{aligned}$$

- b. Jarak arester ke DS feeder

$$\begin{aligned}
 &= \text{jarak arester ke tiang serandang} + \text{jarak tiang serandang ke DS} \\
 &\quad \text{feeder}
 \end{aligned}$$

maka,

$$\text{Jarak arester ke tiang serandang} = \text{earth clearance} + \frac{1}{2} \text{ lebar tiang}$$

serandang

$$= 0,60 + \frac{1}{2} (0,30)$$

$$= 0,75 \text{ m}$$

Jarak tiang serandang ke DS feeder = earth clearance +  $\frac{1}{2}$  lebar

tiang serandang +  $\frac{1}{2}$  lebar DS

$$= 0,40 + \frac{1}{2} (0,30) + \frac{1}{2} (3)$$

$$= 2,25 \text{ m}$$

Jadi,

Jarak arester ke DS feeder =  $0,75 + 2,25$

$$= 3,00 \text{ m}$$

c. Jarak DS feeder ke transformator tegangan (VT)

= jarak pisah fasa ke fasa +  $\frac{1}{2}$  lebar DS feeder

$$= 0,63 + \frac{1}{2} (3)$$

$$= 2,13 \text{ m}$$

d. Jarak transformator tegangan (VT) ke transformator arus (CT)

= jarak pisah fasa ke fasa

$$= 0,63 \text{ m}$$

e. Jarak transformator arus (CT) ke pemutus (CB)

= jarak pisah fasa ke fasa +  $\frac{1}{2}$  lebar CB

$$= 0,63 + \frac{1}{2} (3)$$

$$= 2,13 \text{ m}$$

f. Jarak pemutus (CB) ke tiang serandang

= jarak pisah fasa ke tanah +  $\frac{1}{2}$  lebar tiang serandang +  $\frac{1}{2}$  lebar CB

$$= 0,60 + \frac{1}{2} (0,30) + \frac{1}{2} (3)$$

$$= 2,25 \text{ m}$$

g. Panjang serandang busbar

Layout gardu induk diatas menggunakan sistem busbar ganda maka panjang dari serandang busbar adalah

$$= 2 \times ((2 \times \text{jarak antar konduktor dalam serandang busbar}) + (2 \times \text{jarak antara konduktor dengan serandang busbar}))$$

$$= 2 \times (2(1,90) + 2(2,00))$$

$$= 15,60 \text{ m}$$

h. Jarak pemutus (CB) ke DS busbar

Pada layout gardu induk diatas, jarak antara pemutus (CB) dengan DS busbar sudah termasuk di dalam panjang serandang sehingga dalam penentuan panjang minimal gardu induk ini, jarak tersebut tidak diperhitungkan. Selain itu, biasanya penempatan DS busbar berada di dekat tiang serandang seperti terlihat pada layout diatas. Untuk mengetahui jarak antar DS busbar dapat dilakukan seperti di bawah ini

$$\begin{aligned}
 \text{Jarak antar DS busbar} &= \text{jarak DS busbar 1 ke tiang serandang} + \text{jarak tiang} \\
 &\quad \text{serandang ke DS busbar 2} \\
 &= 2 \times \text{jarak DS busbar ke tiang serandang} \\
 &= 2 \left( \text{jarak pisah fasa ke tanah} + \frac{1}{2} \text{ lebar tiang} \right. \\
 &\quad \left. \text{serandang} + \frac{1}{2} \text{ lebar DS busbar} \right) \\
 &= 2 \times (0,60 + \frac{1}{2}(0,30) + \frac{1}{2}(3)) \\
 &= 4,50 \text{ m}
 \end{aligned}$$

- i. Jarak tiang serandang ke pemutus (CB)
  - = jarak pemutus (CB) ke tiang serandang
  - = 2,25 m
- j. Jarak pemutus (CB) ke transformator arus (CT)
  - = Jarak transformator arus (CT) ke pemutus (CB)
  - = 2,13 m
- k. Jarak transformator arus (CT) ke arester
  - = jarak pisah fasa ke fasa
  - = 0,63 m
- l. Jarak arester ke transformator daya (power transformer)

Dari perhitungan sebelumnya, jarak antara arester dengan transformator daya (power transformer) diambil yang paling kecil yaitu berdasarkan rekomendasi dari Witzke dan Bliss yang besarnya adalah 9,76 m.

Biasanya untuk keperluan pemeliharaan, antara arester dengan transformator daya disisipkan jalan sehingga jaraknya menjadi

$$\begin{aligned}
 &= 9,76 + \text{jarak pisah untuk pemeliharaan horisontal} \\
 &= 9,76 + 3,20 \\
 &= 12,96 \text{ m} \\
 &\approx 13,00 \text{ m}
 \end{aligned}$$

- m. Jarak transformator daya (power transformer) ke pagar
  - = jarak pisah fasa ke tanah

$$= 0,60 \text{ m}$$

Dengan demikian panjang minimal gardu induk dengan sistem tegangan 70 kV merupakan penjumlahan dari perhitungan jarak antara peralatan diatas yang besarnya,

$$\begin{aligned} &= 3,80 + 3,00 + 2,13 + 0,63 + 2,13 + 2,25 + 15,60 + 2,25 + 2,13 \\ &\quad 0,63 + 13,00 + 0,60 \\ &= 48,15 \text{ m} \end{aligned}$$

#### 4.4.2 Lebar Minimal Gardu Induk Sistem 70 kV

Pada sistem 70 kV, konduktor-konduktor fasa terhubung dalam satu rangkaian pemisah dan pemutus sehingga perhitungan lebar minimal gardu induk dilakukan berdasarkan panjang dari pemisah (DS) atau pemutus (CB) sehingga lebar minimal gardu induk sistem 70 kV dengan memperhatikan gambar layout diatas adalah

$$\begin{aligned} &= 2 \times \text{jarak antar tiang serandang} \\ &= 2 \times ((2 \times \text{jarak antara konduktor dengan serandang busbar}) \\ &\quad + (2 \times \text{lebar tiang serandang}) + \text{panjang DS atau CB}) \\ &= 2 (2(2,00) + 2(0,30) + 6,00) \\ &= 2 (10,60) \\ &= 21,20 \text{ m} \end{aligned}$$

Setelah diperoleh panjang dan lebar minimal gardu induk dengan sistem tegangan 70 kV, maka luas minimal gardu induk tersebut adalah

$$\begin{aligned} A_{GI \ 70 \text{ kV}} &= \text{panjang} \times \text{lebar} \\ &= 48,15 \times 21,20 \\ &= 1020,78 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Dari luas tersebut, tidak semua lahan digunakan untuk penempatan peralatan gardu induk. Dari gambar 4.1, gambar tampak atas menunjukkan adanya dua area yang masih kosong yang bisa digunakan untuk pengembangan gardu induk di masa yang akan datang atau bisa digunakan untuk keperluan penempatan sementara peralatan-peralatan yang sudah rusak dalam rangka pemeliharaan dan perbaikan.

#### 4.5 Jarak Pisah Minimal Sistem 150 kV

Pada umumnya, perencanaan isolasi di dalam gardu induk didasarkan pada kedua macam surja yaitu surja petir dan surja hubung. Akan tetapi, seperti telah disebutkan diatas bahwa untuk sistem tegangan kurang dari 300 kV, bahaya tegangan surja hubung tidak seberat bahaya yang ditimbulkan oleh surja petir. Sehingga pada

pembahasan ini, perhitungan jarak pisah minimal sistem 150 kV masih dilakukan berdasarkan tegangan maksimum sistem dan tegangan surja petir sebagai bahan pertimbangan untuk menghitung jarak pisah di dalam gardu induk yang akan menentukan luas minimal dari gardu induk sistem 150 kV ini.

#### 4.5.1 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem

Perhitungan jarak pisah minimal berdasarkan tegangan maksimum sistem ini dilakukan sesuai dengan IEEE Working Group 59 dimana tegangan maksimal sistem adalah 5% lebih besar dari tegangan nominalnya. Proses perhitungannya adalah sebagai berikut:

##### 4.5.1.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)

Proses perhitungan jarak pisah fasa ke tanah untuk sistem 150 kV sesuai dengan IEEE Working Group 59 sesuai dengan persamaan (2-6) s/d (2-10) adalah sebagai berikut :

- a. Tegangan maksimal sistem ( $V_M$ )

$$\begin{aligned}V_M &= 1,05 \times 150 \\ &= 157,5 \text{ kV}\end{aligned}$$

- b. Tegangan maksimal saluran ke netral ( $V_{LN}$ )

$$\begin{aligned}V_{LN} &= \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 157,5 \\ &= 128,6 \text{ kV}\end{aligned}$$

- c. Tegangan puncak ketahanan terhadap surja hubung ( $V_w$ )

Pada sistem dengan tegangan yang lebih besar, faktor tegangan lebih harus dikurangi, sehingga nilai k untuk sistem 150 kV diambil 3,4 p.u. Maka

$$\begin{aligned}V_w &= 3,4 \times 128,6 \text{ kV} \\ &= 437,24 \text{ kV}\end{aligned}$$

- d. Tegangan kritis terhadap loncatan bunga api (critical voltage flashover)

Dengan memperhitungkan ketiga faktor diatas yang besarnya masing-masing menurut IEEE Working Group 59 adalah 1,05. maka besarnya tegangan kritis terhadap loncatan bunga api untuk sistem 150 kV adalah

$$V_{CFO} = 1,05 \times 1,05 \times 1,05 \times 437,24$$

$$= 506,16 \text{ kV}$$

- e. Jarak pisah minimal fasa ke tanah (earth clearance)

$$\begin{aligned} D_1 &= \left( \frac{V_{CFO}}{500} \right)^{1,666} \\ &= \left( \frac{506,16}{500} \right)^{1,666} \\ &= 1,02 \text{ m} \\ &\approx 1,00 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas maka jarak pisah minimal fasa ke tanah (earth clearance) untuk sistem tegangan 150 kV adalah 1,00 m.

#### 4.5.1.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)

Proses perhitungan jarak pisah fasa ke fasa untuk sistem 150 kV dengan persamaan (2-11) s/d (2-13) adalah sebagai berikut :

- a. Tegangan maksimal sistem ( $V_M$ )

$$V_M = 157,5 \text{ kV}$$

- b. Tegangan maksimal saluran ke netral ( $V_{LN}$ )

$$V_{L-N} = 128,6 \text{ kV}$$

- c. Tegangan lebih hubung maksimal yang diijinkan dari fasa ke fasa ( $V_S$ )

Pada sistem 150 kV, harga k untuk perhitungan jarak pisah fasa ke fasa ini diambil sebesar 3,6 p.u.

Maka,

$$\begin{aligned} V_S &= 3,6 \times 128,6 \text{ kV} \\ &= 462,96 \text{ kV} \end{aligned}$$

- d. Tegangan lebih fasa ke fasa yang masih diijinkan

Dengan memasukkan nilai ketiga faktor lingkungan yang mempengaruhi besarnya tegangan lebih fasa ke fasa menurut rekomendasi dari IEEE Working Group 59 dengan nilai masing-masing sebesar 1,05 maka,

$$\begin{aligned} V_{OVR} &= 1,05 \times 1,05 \times 1,05 \times 462,96 \\ &= 535,93 \text{ kV} \end{aligned}$$

- e. Jarak pisah minimal fasa ke fasa (phase clearance)

$$D_2 = \left( \frac{V_{OVR}}{500} \right)^{1,666}$$

$$\begin{aligned}
 &= \left( \frac{535,93}{500} \right)^{1,666} \\
 &= 1,12 \text{ m} \\
 &\approx 1,10 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas maka jarak pisah minimal fasa ke fasa (phase clearance) untuk sistem tegangan 150 kV adalah 1,10 m.

#### 4.5.1.3 Jarak Pisah Peralatan (isolating distance)

Dengan menggunakan serandang tipe gawang, maka jarak pisah peralatan (isolating distance) untuk sistem 150 kV dapat dihitung berdasarkan tabel 2.4.

Pada tabel tersebut, sistem tegangan 150 kV berada di antara sistem tegangan 132 kV dan 275 kV, sehingga perhitungan jarak pisah peralatan untuk sistem 150 kV adalah:

- a. Jarak bebas dengan tanah (E)
 
$$\begin{aligned}
 &= 1,35 + \frac{150 - 132}{275 - 132} (2,16 - 1,35) \\
 &= 1,46 \text{ m} \\
 &\approx 1,50 \text{ m}
 \end{aligned}$$
- b. Jarak bebas ke tiang (P)
 
$$\begin{aligned}
 &= 1,55 + 0,13 (2,46 - 1,55) \\
 &= 1,67 \text{ m} \\
 &\approx 1,70 \text{ m}
 \end{aligned}$$

- c. Lebar di bawah bagian bertegangan (W)
 
$$\begin{aligned}
 &= 0,23 + 0,13 (0,61 - 0,23) \\
 &= 0,28 \text{ m} \\
 &\approx 0,30 \text{ m}
 \end{aligned}$$

- d. Jarak bebas petak jalan (S)
 
$$\begin{aligned}
 &= 3,58 + 0,13 (4,65 - 3,58) \\
 &= 3,72 \text{ m} \\
 &\approx 3,70 \text{ m}
 \end{aligned}$$

- e. Lebar tiang serandang (L)
 
$$\begin{aligned}
 &= 0,46 + 0,13 (0,61 - 0,46) \\
 &= 0,48 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$\approx 0,50 \text{ m}$$

$$\text{Pengecekan } S = 3,70$$

$$\begin{aligned} 2E + L &= (2 \times 1,50) + 0,50 \\ &= 3,50 \text{ m} \end{aligned}$$

Ternyata,

$$S > 2E + L$$

Maka jarak antara peralatan pusat peralatan yang bertegangan (Y) dapat dihitung dengan persamaan (2-14) berikut ini

$$\begin{aligned} Y &= 2P + 3W + S \\ &= (2 \times 1,70) + (3 \times 0,30) + 3,70 \\ &= 8,00 \text{ m} \end{aligned}$$

Jadi, jarak antara pusat peralatan yang bertegangan untuk sistem 70 kV adalah sebesar 8,00 m.

#### 4.5.1.4 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)

Pada penentuan jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance) sistem 150 kV, besarnya ground clearance menurut ketentuan PLN Induk Jawa Timur adalah 2,25 m, maka

$$\begin{aligned} \text{Section clearance vertikal} &= \text{ground clearance} + \text{earth clearance} \\ &= 2,25 + 1,00 \\ &= 3,25 \text{ m} \end{aligned}$$

Sedangkan besarnya section clearance horisontal berdasarkan gambar (2.3) dengan pemisahan berupa petak jalan adalah = 3,80 m.

#### 4.5.1.5 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan

Adanya faktor lingkungan turut mempengaruhi besarnya penentuan jarak pisah minimal (minimum clearances). Dengan mempertimbangkan faktor keamanan (safety factor), maka besarnya jarak pisah minimal pada gardu induk menjadi :

- a. Jarak pisah minimal fasa ke tanah (earth clearance)
  - = earth clearance x safety factor
  - = 1,00 x 110%
  - = 1,10 m
- b. Jarak pisah minimal fasa ke fasa (phase clearance)
  - = phase clearance x safety factor

$$= 1,10 \times 115\%$$

$$= 1,27 \text{ m}$$

$$\approx 1,30 \text{ m}$$

- c. Jarak pisah peralatan (isolating distance)

Jarak pisah peralatan karena faktor lingkungan sama dengan hasil perhitungan diatas.

- d. Jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance)

Besarnya section clearance vertikal karena pengaruh lingkungan adalah

$$= \text{ground clearance} + \text{earth clearance}$$

$$= 2,25 + 1,10$$

$$= 3,35 \text{ m}$$

$$\approx 3,40 \text{ m}$$

Sedangkan nilai section clearance horisontal adalah 3,80 m

#### 4.5.2 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Surja Petir

Pada gardu induk sistem 150 kV, kenaikan tegangan akibat adanya petir yang menyambar peralatan di dalam gardu induk lebih berbahaya daripada kenaikan tegangan akibat adanya proses hubung yang timbul akibat bekerjanya peralatan pemisah dan pemutus di dalam gardu induk. Jarak-jarak pisah berdasarkan tegangan surja petir yang akan digunakan untuk menentukan luas minimal gardu induk adalah sebagai berikut:

##### 4.5.2.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)

Nilai tegangan surja petir untuk sistem 150 kV berdasarkan tabel 2.2 adalah 750 kV, sehingga dengan menggunakan persamaan (2-10) dan tegangan berupa tegangan surja petir maka jarak pisah fasa ke tanah berdasarkan tegangan surja petir adalah

$$D_1 = \left( \frac{V_{\text{SurjaPetir}}}{500} \right)^{1,666}$$

$$= \left( \frac{750}{500} \right)^{1,666}$$

$$= 1,548 \text{ m}$$

$$\approx 1,55 \text{ m}$$

#### 4.5.2.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)

Untuk perhitungan jarak pisah fasal ke fasa sistem 150 kV berdasarkan tegangan surja petir ini, tegangan surja yang digunakan besarnya sama dengan tegangan surja petir pada perhitungan jarak pisah fasa ke tanah sebelumnya yaitu 650 kV. Dengan memasukkan nilai tegangan surja petir ke dalam persamaan (2-13) maka jarak pisah fasa ke fasa berdasarkan tegangan surja petir adalah

$$\begin{aligned} D_2 &= \left( \frac{V_{SurjaPetir}}{500} \right)^{1,666} \\ &= \left( \frac{650}{500} \right)^{1,666} \\ &= 1,548 \text{ m} \\ &\approx 1,55 \text{ m} \end{aligned}$$

#### 4.5.2.3 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)

Jarak pisah untuk pemeliharaan dapat dibedakan menjadi dua yaitu jarak pisah untuk pemeliharaan vertikal dan jarak pisah untuk pemeliharaan horisontal. Sesuai dengan peraturan PLN PIRING Jawa Timur maka besarnya section clearance vertikal adalah

$$\begin{aligned} \text{Section clearance vertikal} &= \text{Ground clearance} + \text{earth clearance} \\ &= 2,25 + 1,55 \\ &= 3,80 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\text{Section clearance horisontal} = 3,80 \text{ m}$$

#### 4.5.2.4 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan

Kondisi lingkungan di tempat gardu induk berdiri berpengaruh terhadap penentuan jarak pisah minimal di dalam gardu induk. Faktor lingkungan ini disebut juga dengan faktor keamanan (safety factor) karena berkaitan dengan keberhasilan dari penentuan isolasi yang digunakan. Menurut IEEE Working Group 59, besarnya faktor keamanan adalah 110% untuk jarak pisah fasa ke tanah dan 115% untuk jarak pisah fasa ke fasa.

- a. Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance)
  - = earth clearance x safety factor
  - = 1,55 x 110%
  - = 1,705
  - ≈ 1,70 m

- b. Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance)
  - = phase clearance x safety factor
  - = 1,55 x 115%
  - = 1,783
  - ≈ 1,78 m
- c. Jarak pisah peralatan (isolating distance)
  - Jarak pisah peralatan karena pengaruh lingkungan sama dengan perhitungan diatas
- d. Jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance)
  - section clearance vertikal = ground clearance + earth clearance
  - = 2,25 + 1,70
  - = 3,95 m
  - section clearance horisontal = 3,80 m

**4.5.3 Perbandingan Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem dan Tegangan Surja Petir Sistem 150 kV**

Di dalam penyusunan peralatan gardu induk, jarak pisah yang umumnya digunakan sebagai acuan dalam menentukan jarak antara peralatan gardu induk adalah jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance) dan jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance). Untuk mengetahui perbandingan jarak pisah minimal di dalam gardu induk dengan menggunakan dasar tegangan maksimum sistem dan tegangan surja petir, maka nilai jarak pisah dari perhitungan diatas akan diperlihatkan di dalam tabel berikut ini

**Tabel 4.2 Perbandingan jarak pisah minimal berdasarkan tegangan maksimum sistem dan tegangan surja petir sistem 150 kV**

No.	Macam	Berdasarkan tegangan maksimum sistem (m)	Berdasarkan tegangan surja petir (m)
1.	Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance)	1,10 m	1,70 m
2.	Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance)	1,30 m	1,78 m
3.	Jarak pisah untuk pemeliharaan vertikal	3,40 m	3,95 m

Sumber: Hasil perhitungan

Dari tabel 4.2 diatas, terlihat bahwa besarnya jarak pisah untuk sistem 150 kV berdasarkan tegangan surja petir lebih besar daripada jarak pisah berdasarkan tegangan maksimum sistem. Oleh karena itu jarak isolasi antara peralatan harus dipersiapkan sebaik mungkin agar tidak terjadi kegagalan isolasi seperti contohnya untuk jarak pisah fasa ke fasa diatas. Jika jarak 1,30 m adalah batas aman minimum untuk tegangan maksimum sistem yang 5% lebih besar dari tegangan nominalnya, maka bila terjadi sambaran petir ke dalam gardu induk, jarak pisah tersebut tidak akan mampu menahan tegangan surja petir yang ada, sehingga menyebabkan timbulnya kegagalan isolasi. Sedangkan di sisi lain, jarak pisah minimal untuk sambaran petir pada gardu induk dari hasil perhitungan adalah sebesar 1,70 m. Dengan memperhatikan ilustrasi tersebut diatas maka jarak pisah minimal di dalam gardu induk sistem 150 kV yang digunakan adalah jarak pisah minimal berdasarkan tegangan surja petir.

#### 4.6 Jarak antara Arester dengan Transformator Sistem 150 kV

Pada perhitungan jarak arester dengan transformator untuk sistem 150 kV, nilai DLR diambil lebih rendah daripada sistem 70 kV. Hal ini dilakukan dengan asumsi bahwa untuk gardu induk dengan sistem tegangan yang lebih besar maka karakteristik dari arester juga harus semakin baik. Oleh karena itu dalam perhitungan ini digunakan DLR sebesar 2,6. Tegangan dasar arester untuk sistem yang ditanahkan dengan tahanan pentanahan adalah  $1,2 V_M$ .

Bila kecuraman muka gelombang ( $\mu$ ) diketahui sebesar  $500 \text{ kV}/\mu\text{s}$  dan kecepatan rambat gelombang datang ( $v$ ) sebesar  $300 \text{ (m}/\mu\text{s)}$  serta netral sistem ditanahkan dengan menggunakan tahanan pentanahan maka jarak antara arester dengan transformator pada sistem 150 kV adalah

$$\begin{aligned} \text{Tegangan dasar arrester} &= 1,2 \times V_M \\ &= 1,2 \times 157,5 \\ &= 189 \text{ kV} \end{aligned}$$

Maka tegangan pelepasan arrester ( $e_a$ ) menurut persamaan (2-2) adalah

$$\begin{aligned} e_a &= 2,6 \times 189 \\ &= 491,40 \text{ kV} \\ e_t &= \text{BIL}_{150} = 650 \text{ kV} \end{aligned}$$

Dengan menggunakan persamaan (2-4) maka jarak antara arester dengan transformator pada sistem 150 kV adalah

$$\begin{aligned}x &= \frac{300}{2 \times 500} (650 - 491,40) \\ &= 47,58 \text{ m}\end{aligned}$$

Menurut rekomendasi dari Witzke dan Bliss dalam lampiran 2 tabel 1, jarak antara arester dengan transformator untuk sistem tegangan 150 kV adalah 15,86 m, sedangkan menurut rekomendasi dari English Electric Company pada lampiran 2 tabel 2, jarak antara arester dan transformator yang diperbolehkan adalah sebesar 0,1525 x tegangan sistem, sehingga jarak yang diijinkan adalah 22,88 m. Dengan demikian untuk mendapatkan luas gardu induk minimal, jarak antara arester yang digunakan adalah sesuai dengan rekomendasi dari Witzke dan Bliss yaitu sebesar 15,86 m.

#### **4.7 Jarak Antar Konduktor dan Jarak Antara Konduktor dengan Serandang pada Serandang Busbar Sistem 150 kV**

##### **4.7.1 Jarak Antar Konduktor dalam Serandang Busbar**

Jarak minimal antar konduktor dalam serandang busbar sistem 150 kV dengan besarnya andongan (D) dimisalkan sebesar 1,20 m sesuai dengan persamaan (2-17) adalah sebagai berikut

$$\begin{aligned}S_1 &= 0,75 \sqrt{1,20} + \frac{150^2}{20000} \\ &= 1,95 \text{ m} \\ &\approx 2,00 \text{ m}\end{aligned}$$

Adanya pengaruh faktor ayunan sebesar 0,4 m membuat jarak antar konduktor dalam serandang busbar sesuai dengan persamaan (2-18) menjadi

$$\begin{aligned}S_{sw} &= S_1 + 2 \cdot x \\ &= 2,00 + 2 (0,4) \\ &= 2,80 \text{ m}\end{aligned}$$

##### **4.7.2 Jarak Antara Konduktor dengan Serandang Busbar**

Dengan menggunakan persamaan (2-20) dan (2-21), jarak antara konduktor dengan serandang busbar pada sistem 150 kV adalah

$$V_{L-N} = \frac{150}{\sqrt{3}}$$

$$= 86,60 \text{ kV}$$

Sehingga,

$$S_2 = 0,75 \sqrt{1,20} + \frac{(86,60)^2}{20000}$$

$$= 1,19 \text{ m}$$

$$\approx 1,20 \text{ m}$$

Karena dalam perhitungan ini ada dua faktor yang mempengaruhi yaitu faktor manusia sebesar 0,75 m dan faktor ayunan untuk satu buah konduktor yang dekat dengan serandang maka besarnya jarak antara konduktor dengan serandang busbar sesuai dengan persamaan (2-22) menjadi

$$S_m = S_2 + f_m + x$$

$$= 1,20 + 0,75 + 0,4$$

$$= 2,35 \text{ m}$$

$$\approx 2,40 \text{ m}$$

#### 4.8 Luas Tanah Minimal Gardu Induk Sistem 150 kV

Susunan peralatan gardu induk 150 kV yang digunakan dalam penentuan luas lahan minimal diberikan pada gambar 4.1 diatas. Jarak pisah minimal yang diijinkan berdasarkan tegangan surja petir untuk sistem 150 kV antara lain:

1. Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance) = 1,70 m
2. Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance) = 1,78 m
3. Jarak pisah untuk pemeliharaan vertikal (vertical section clearance) = 3,95 m
4. Jarak pisah untuk pemeliharaan horisontal (horisontal section clearance) = 3,80 m
5. Lebar tiang serandang = 0,50 m
6. Jarak antar konduktor dalam serandang busbar = 2,80 m
7. Jarak antara konduktor dengan serandang busbar = 2,40 m

Sedangkan dimensi dari peralatan yang akan digunakan dalam perhitungan adalah dimensi dari pemisah (DS) dan pemutus (CB) yang besarnya disesuaikan dengan kondisi sesungguhnya di lapangan. Dimensi rata-rata pemisah dan pemutus berdasarkan pengukuran di lapangan adalah

Pemisah (DS): Panjang = 6 m

Lebar = 3 m

Pemutus (CB) Panjang = 6 m  
Lebar = 3 m

#### 4.8.1 Panjang Minimal Gardu Induk Sistem 150 kV

Perhitungan panjang gardu induk dimulai dari ujung saluran masuk hingga ke peralatan utama gardu induk yaitu transformator daya (power transformer). Sebagai perlindungan terhadap kemungkinan terjadinya surja hubung dan surja petir maka arester ditempatkan di ujung saluran masuk dan di dekat transformator utama.

Panjang minimal gardu induk sistem 150 kV adalah sebagai berikut :

a. Jarak pagar ke arester

Antara pagar dan arester biasanya diberikan petak jalan yang berfungsi untuk pengangkutan dan pemeliharaan. Maka jarak pagar ke arester

$$= \text{jarak pisah fasa ke tanah} + \text{jarak pisah untuk pemeliharaan horizontal}$$

$$= 1,70 + 3,80$$

$$= 5,50 \text{ m}$$

b. Jarak arester ke DS feeder

= jarak arester ke tiang + jarak tiang ke DS feeder

Maka,

$$\text{Jarak arester ke tiang} = \text{jarak pisah fasa ke tanah} + \frac{1}{2} \text{ lebar tiang serandang}$$

$$= 1,70 + \frac{1}{2} (0,50)$$

$$= 1,95 \text{ m}$$

Jarak tiang ke DS feeder = jarak pisah fasa ke tanah +  $\frac{1}{2}$  lebar

$$\text{DS} + \frac{1}{2} \text{ lebar tiang serandang}$$

$$= 1,70 + \frac{1}{2} (3) + \frac{1}{2} (0,50)$$

$$= 3,45 \text{ m}$$

Sehingga jarak arester ke DS feeder

$$= 1,95 + 3,45$$

$$= 5,40 \text{ m}$$

c. Jarak pemisah (DS) ke transformator tegangan (VT)

$$= \text{jarak pisah fasa ke fasa} + \frac{1}{2} \text{ lebar DS}$$

$$= 1,78 + \frac{1}{2} (3)$$

$$= 3,28 \text{ m}$$

- d. Jarak transformator tegangan (VT) ke transformator arus (CT)

= jarak pisah fasa ke fasa

$$= 1,78 \text{ m}$$

- e. Jarak transformator arus (CT) ke pemutus (CB)

= jarak pisah fasa ke fasa +  $\frac{1}{2}$  lebar CB

$$= 1,78 + \frac{1}{2} (3)$$

$$= 3,28 \text{ m}$$

- f. Jarak pemutus (CB) ke tiang serandang

= jarak pisah fasa ke tanah +  $\frac{1}{2}$  lebar tiang +  $\frac{1}{2}$  lebar CB

$$= 1,70 + \frac{1}{2} (0,50) + \frac{1}{2} (3)$$

$$= 3,45 \text{ m}$$

- g. Panjang serandang busbar

Panjang serandang busbar dapat ditentukan dengan menghitung jarak antar konduktor dalam serandang busbar dan jarak antara konduktor dengan serandang busbar. Dari perhitungan sebelumnya diketahui bahwa jarak antar konduktor adalah 2,80 m sedangkan jarak antara konduktor dengan serandang adalah 2,40 m.

Pada gambar 4.1 diatas, busbar I dan II saling berdekatan sehingga panjang total serandang adalah 2 kali panjang serandang busbar

Panjang total serandang = 2 x panjang serandang busbar

$$= 2 \times (2 \times \text{jarak antar konduktor} + 2 \times$$

jarak konduktor dengan serandang)

$$= 2 \times (2 (2,80) + 2 (2,40))$$

$$= 2 \times 10,40$$

$$= 20,80 \text{ m}$$

Dalam perhitungan, jarak tiang ke DS busbar dan jarak antar DS busbar sudah masuk di dalam panjang serandang, akan tetapi untuk mengetahuinya, jarak tersebut dapat dihitung sebagai berikut

Jarak antar DS busbar = jarak DS busbar I ke tiang + jarak tiang

ke DS busbar II

$$= 2 \times \text{jarak DS busbar ke tiang}$$

$$= 2 \times (\text{jarak pisah fasa ke tanah} + \frac{1}{2} \text{ lebar}$$

DS +  $\frac{1}{2}$  lebar tiang)

$$= 2 \times (1,70 + \frac{1}{2} (3) + \frac{1}{2} (0,50))$$

$$= 2 \times 3,45$$

$$= 6,90 \text{ m}$$

- h. Jarak tiang serandang ke pemutus (CB)  
 = jarak pemutus (CB) ke tiang serandang  
 = 3,45 m

- i. Jarak pemutus (CB) ke transformator arus (CT)  
 = jarak transformator arus (CT) ke pemutus (CB)  
 = 3,28 m

- j. Jarak transformator arus (CT) ke arester  
 = jarak pisah fasa ke fasa  
 = 1,78 m

- k. Jarak arester ke transformator daya (power transformer)

Untuk mendapatkan panjang minimal gardu induk, maka jarak antara arester dengan transformator daya menggunakan rekomendasi dari Witzke dan Bliss yang besarnya adalah 15,86 m.

Dengan mempertimbangkan keperluan pemeliharaan, maka antara arester dengan transformator dipisahkan oleh petak jalan, sehingga jarak antara arester dengan transformator menjadi

$$= 15,86 + \text{jarak pisah untuk pemeliharaan horisontal}$$

$$= 15,86 + 3,80$$

$$= 19,66 \text{ m}$$

$$\approx 19,70 \text{ m}$$

- l. Jarak transformator daya (power transformer) ke pagar  
 = Jarak pisah fasa ke tanah  
 = 1,70 m

Jadi panjang minimal gardu induk sistem 150 kV adalah

$$= 5,50 + 5,40 + 3,28 + 1,78 + 3,28 + 3,45 + 20,80 + 3,45 + 3,28$$

$$+ 1,78 + 19,70 + 1,70$$

$$= 73,40 \text{ m}$$

#### 4.8.2 Lebar Minimal Gardu Induk Sistem 150 kV

Pada gardu induk sistem 150 kV, lebar minimal gardu induk ditentukan oleh panjang dari pemisah (DS) atau pemutus (CB), jarak antara konduktor dengan pemisah atau pemutus dan lebar tiang serandang.

Dengan demikian lebar minimal gardu induk sistem 150 kV diatas adalah

$$\begin{aligned} &= 2 \times \text{jarak antar tiang} \\ &= 2 \times (2 \times \text{jarak antara konduktor dengan serandang busbar} + 2 \times \text{lebar} \\ &\quad \text{tiang serandang} + \text{panjang DS atau CB}) \\ &= 2 \times (2 (2,40) + 2 (0,50) + 6) \\ &= 2 \times 11,80 \\ &= 23,60 \text{ m} \end{aligned}$$

Jadi, luas minimal gardu induk sistem 150 kV adalah

$$\begin{aligned} A_{GI \ 150 \text{ kV}} &= \text{panjang} \times \text{lebar} \\ &= 73,40 \times 23,60 \\ &= 1732,24 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

#### 4.9 Jarak Pisah Minimal Sistem 500 kV

Sebagaimana telah disebutkan pada awal pembahasan diatas bahwa untuk sistem tegangan diatas 300 kV, perhitungan jarak pisah minimal di dalam gardu induk dilakukan berdasarkan tegangan surja hubung dan tegangan surja petir akibat petir yang menyambar peralatan di dalam gardu induk. Pada gardu induk sistem 500 kV, tegangan surja hubung yang terjadi cukup besar sehingga harus diperhitungkan dalam penentuan jarak pisah minimal di dalam gardu induk selain tegangan surja petir yang nilainya lebih besar. Walaupun pada umumnya perhitungan jarak pisah dilakukan berdasarkan kedua macam surja diatas, pada pembahasan jarak pisah minimal untuk sistem 500 kV ini, perhitungan jarak pisah juga dilakukan berdasarkan tegangan maksimum sistem yang besarnya menurut IEEE Working Group 59 adalah 5% lebih besar dari tegangan nominalnya.

##### 4.9.1 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem

Dalam perhitungan jarak pisah minimal berdasarkan tegangan maksimum sistem ini kenaikan tegangan sistem maksimum menurut IEEE Working Group 59 adalah 5% lebih besar daripada tegangan nominalnya dan proses perhitungannya adalah sebagai berikut :

#### 4.9.1.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)

Dengan menggunakan persamaan (2-6) s/d (2-10), besarnya jarak pisah minimal fasa ke tanah sistem 500 kV adalah

- a. Tegangan maksimal sistem ( $V_M$ )

$$\begin{aligned}V_M &= 1,05 \times 500 \\ &= 525 \text{ kV}\end{aligned}$$

- b. Tegangan maksimal saluran ke netral ( $V_{LN}$ )

$$\begin{aligned}V_{LN} &= \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 525 \\ &= 428,70 \text{ kV}\end{aligned}$$

- c. Tegangan puncak ketahanan terhadap surja hubung ( $V_w$ )

Untuk sistem 500 kV, harga k yang digunakan cukup rendah bila dibandingkan dengan sistem 70 kV dan 150 kV. Harga k diambil sebesar 2,4 p.u.

Maka,

$$\begin{aligned}V_w &= 2,4 \times 428,7 \text{ kV} \\ &= 1028,90 \text{ kV}\end{aligned}$$

- d. Tegangan kritis terhadap loncatan bunga api (critical voltage flashover)

Besarnya faktor lingkungan yang mempengaruhi nilai tegangan kritis menurut rekomendasi dari IEEE Working Group 59 masing-masing adalah 1,05, sehingga,

$$\begin{aligned}V_{CFO} &= 1,05 \times 1,05 \times 1,05 \times 1028,90 \\ &= 1191 \text{ kV}\end{aligned}$$

- e. Jarak pisah minimal fasa ke tanah (earth clearance)

$$\begin{aligned}D_1 &= \left( \frac{V_{CFO}}{500} \right)^{1,666} \\ &= \left( \frac{1191}{500} \right)^{1,666} \\ &= 4,25 \text{ m} \\ &\approx 4,30 \text{ m}\end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas maka jarak pisah minimal fasa ke tanah (earth clearance) untuk sistem tegangan 500 kV adalah 4,30 m.

#### 4.9.1.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)

Dihitung dengan menggunakan persamaan (2-11) s/d (2-13) berikut ini:

- a. Tegangan maksimal sistem ( $V_M$ )

$$V_M = 525 \text{ kV}$$

- b. Tegangan maksimal saluran ke netral ( $V_{LN}$ )

$$V_{LN} = 428,70 \text{ kV}$$

- c. Tegangan lebih hubung maksimal yang diijinkan dari fasa ke fasa ( $V_S$ ) pada perhitungan jarak pisah fasa ke fasa sistem 500 kV digunakan nilai k sebesar 2,6 pu.

sehingga,

$$\begin{aligned} V_S &= 2,6 \times 428,70 \text{ kV} \\ &= 1114,60 \text{ kV} \end{aligned}$$

- d. Tegangan lebih fasa ke fasa yang masih diijinkan

Besarnya faktor lingkungan yang mempengaruhi tegangan lebih fasa ke fasa berdasarkan IEEE Working Group 59 masing-masing adalah 1,05.

Maka,

$$\begin{aligned} V_{OVR} &= 1,05 \times 1,05 \times 1,05 \times 1114,60 \\ &= 1290,30 \text{ kV} \end{aligned}$$

- e. Jarak pisah minimal fasa ke fasa (phase clearance)

$$\begin{aligned} D_2 &= \left( \frac{V_{OVR}}{500} \right)^{1,666} \\ &= \left( \frac{1290,30}{500} \right)^{1,666} \\ &= 4,85 \text{ m} \\ &\approx 4,90 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas maka jarak pisah minimal fasa ke fasa (phase clearance) untuk sistem tegangan 500 kV adalah 4,90 m.

#### 4.9.1.3 Jarak Pisah Peralatan (isolating distance)

Dari data-data jarak pisah untuk sistem tegangan di bawah 500 kV yang ada pada tabel 2.4, maka jarak pisah peralatan untuk gardu induk sistem 500 kV dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan yang diperoleh dari masing-masing parameter diatas. Jarak pisah peralatan tersebut adalah sebagai berikut :

- a. Jarak bebas ke tanah (E)

Persamaan untuk menghitung jarak bebas ke tanah adalah

$$y = 0,0077x + 0,2279$$

dengan  $y$  = jarak pisah yang dicari

$x$  = tegangan sistem

maka untuk sistem 500 kV, besarnya jarak bebas ke tanah adalah

$$y = 0,0077 (500) + 0,2279$$

$$= 4,08 \text{ m}$$

$$\approx 4,10 \text{ m}$$

- b. Jarak bebas ke tiang (P)

$$y = 0,0092x + 0,2198$$

$$= 0,0092 (500) + 0,2198$$

$$= 4,82 \text{ m}$$

$$\approx 4,80 \text{ m}$$

- c. Lebar di bawah bagian bertegangan (W)

$$y = 0,002x + 0,0877$$

$$= 0,002 (500) + 0,0877$$

$$= 1,09 \text{ m}$$

$$\approx 1,10 \text{ m}$$

- d. Jarak bebas petak jalan (S)

$$y = 0,0074x + 2,5931$$

$$= 0,0074 (500) + 2,5931$$

$$= 6,29 \text{ m}$$

$$\approx 6,30 \text{ m}$$

- e. Lebar tiang serandang (L)

$$y = 0,0016x + 0,2198$$

$$= 0,0016 (500) + 0,2198$$

$$= 1,02 \text{ m}$$

$$\approx 1,00 \text{ m}$$

Pengecekan,

$$S = 6,30$$

$$2E + L = 2(4,10) + 1,00$$

$$= 9,20$$

Ternyata,  $S < 2E + L$

Sehingga persamaan yang digunakan untuk menghitung jarak antara pusat peralatan (Y) adalah persamaan (2-15)

$$\begin{aligned} Y &= 2P + 3W + 2E + L \\ &= 2(4,80) + 3(1,10) + 2(4,10) + 1,00 \\ &= 22,10 \text{ m} \end{aligned}$$

#### 4.9.1.4 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)

$$\begin{aligned} \text{Section clearance vertikal} &= \text{ground clearance} + \text{earth clearance} \\ &= 2,25 + 4,30 \\ &= 6,55 \text{ m} \\ &\approx 6,60 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\text{Section clearance horisontal} = 6,30 \text{ m.}$$

#### 4.9.1.5 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan

Menurut IEEE Working Group 59, faktor keamanan untuk jarak pisah fasa ke tanah adalah 110% sedangkan untuk jarak pisah fasa ke fasa besarnya 115% sehingga jarak pisah minimal (minimum clearance) karena pengaruh lingkungan adalah

- a. Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance)

$$\begin{aligned} &= \text{earth clearance} \times \text{faktor lingkungan} \\ &= 4,30 \times 1,10 \\ &= 4,73 \text{ m} \end{aligned}$$

- b. Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance)

$$\begin{aligned} &= \text{phase clearance} \times \text{faktor lingkungan} \\ &= 4,90 \times 1,15 \\ &= 5,64 \text{ m} \end{aligned}$$

- c. Jarak pisah peralatan (isolating distance)

Jarak pisah peralatan karena pengaruh lingkungan sama dengan hasil perhitungan sebelumnya.

- d. Jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance)

$$\begin{aligned} \text{Section clearance vertikal} &= 2,25 + 4,73 \\ &= 6,98 \text{ m} \\ &\approx 7,00 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\text{Section clearance horisontal} = 6,30 \text{ m}$$

#### 4.9.2 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Surja Hubung

Besarnya surja hubung ditentukan oleh keadaan rangkaian sistem, cara pentanahan titik netral, dan kemampuan dari pemutus beban. Besarnya surja hubung biasanya disebut juga sebagai faktor tegangan lebih yang besarnya harus dikurangi bila tegangan sistem dinaikkan. Faktor tegangan lebih yang digunakan pada perhitungan jarak pisah fasa ke tanah lebih kecil dari faktor tegangan lebih yang digunakan pada perhitungan jarak pisah fasa ke fasa. Pada pembahasan jarak pisah berdasarkan tegangan surja hubung ini, faktor tegangan lebih untuk jarak pisah fasa ke tanah adalah 2,4 p.u dan untuk jarak pisah fasa ke fasa adalah 2,6 p.u. Perhitungan jarak pisah berdasarkan tegangan surja hubung adalah sebagai berikut:

##### 4.9.2.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)

Berdasarkan tabel 2.3, besarnya tegangan surja hubung pada gardu induk sistem 500 kV dengan faktor tegangan lebih 2,4 p.u adalah 1302 kV. Dengan menggunakan persamaan (2-10) maka jarak pisah fasa ke tanah berdasarkan tegangan surja hubung adalah

$$\begin{aligned} D_1 &= \left( \frac{V_{\text{SurjaHubung}}}{500} \right)^{1,666} \\ &= \left( \frac{1302}{500} \right)^{1,666} \\ &= 4,926 \text{ m} \\ &\approx 4,93 \text{ m} \end{aligned}$$

##### 4.9.2.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)

Pada perhitungan jarak pisah fasa ke fasa ini faktor tegangan lebih yang digunakan lebih besar dari perhitungan jarak pisah fasa ke tanah yaitu sebesar 2,6 p.u dengan tegangan surja hubung berdasarkan tabel 2.3 sebesar 1410 kV. Maka dengan menggunakan persamaan (2-13), besarnya jarak pisah fasa ke fasa berdasarkan tegangan surja hubung adalah

$$\begin{aligned} D_2 &= \left( \frac{V_{\text{SurjaHubung}}}{500} \right)^{1,666} \\ &= \left( \frac{1410}{500} \right)^{1,666} \end{aligned}$$

$$= 5,625 \text{ m}$$

$$\approx 5,63 \text{ m}$$

#### 4.9.2.3 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)

Menurut ketentuan PLN PIRING Jawa Timur, ukuran *ground clearance* adalah sebesar 2,25 m untuk orang Indonesia sehingga besarnya *section clearance* vertikal adalah

$$\begin{aligned} \text{Section clearance vertikal} &= \text{ground clearance} + \text{earth clearance} \\ &= 2,25 + 4,93 \\ &= 7,18 \text{ m} \end{aligned}$$

Sedangkan *section clearance* horisontal adalah sesuai dengan perhitungan sebelumnya yaitu sebesar 6,30 m.

#### 4.9.2.4 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan

Dalam hal ini, menurut IEEE Working 59, besarnya pengaruh faktor lingkungan atau yang biasa disebut faktor keamanan (safety factor) adalah 110% untuk jarak pisah fasa ke tanah dan 115% untuk jarak pisah fasa ke fasa.

- a. Jarak pisah fasa ke fasa (earth clearance)

$$= \text{earth clearance} \times \text{safety factor}$$

$$= 4,93 \times 110\%$$

$$= 5,423 \text{ m}$$

$$\approx 5,42 \text{ m}$$

- b. Jarak pisah fasa ke tanah (phase clearance)

$$= \text{phase clearance} \times \text{safety factor}$$

$$= 5,63 \times 115\%$$

$$= 6,475 \text{ m}$$

$$\approx 6,48 \text{ m}$$

- c. Jarak pisah peralatan (isolating distance)

Jarak pisah peralatan dipengaruhi oleh bentuk serandang yang digunakan sehingga hasilnya tidak berubah dari perhitungan sebelumnya untuk sistem tegangan 500 kV

- d. Jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance)

$$\text{section clearance vertikal} = \text{ground clearance} + \text{earth clearance}$$

$$= 2,25 + 5,42$$

$$= 7,67 \text{ m}$$

Section clearance horisontal = 6,30 m

#### 4.9.3 Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Surja Petir

Diantara gangguan-gangguan yang terdapat di dalam gardu induk, gangguan sambaran petir yang langsung menyambar peralatan di dalam gardu induk merupakan gangguan yang paling hebat dan dapat menimbulkan kerusakan yang parah. Oleh karena itu pada perhitungan jarak pisah minimal di dalam gardu induk selalu memasukkan besarnya tegangan surja petir sebagai salah satu bahan pertimbangan dalam menentukan jarak isolasi antara peralatan yang aman. Besarnya faktor tegangan lebih yang digunakan pada perhitungan jarak pisah berdasarkan tegangan surja petir ini sama dengan perhitungan berdasarkan tegangan surja hubung yaitu 2,4 p.u untuk jarak pisah fasa ke tanah dan 2,6 p.u untuk jarak pisah fasa ke fasa.

##### 4.9.3.1 Jarak Pisah Fasa ke Tanah (earth clearance)

Besarnya tegangan surja petir dengan faktor tegangan lebih 2,4 p.u berdasarkan tabel 2.3 adalah 1800 kV, sehingga jarak pisah fasa ke tanah berdasarkan tegangan surja petir dengan menggunakan persamaan (2-10) adalah

$$\begin{aligned} D_1 &= \left( \frac{V_{\text{SurjaPetir}}}{500} \right)^{1,666} \\ &= \left( \frac{1800}{500} \right)^{1,666} \\ &= 8,448 \text{ m} \\ &\approx 8,45 \text{ m} \end{aligned}$$

##### 4.9.3.2 Jarak Pisah Fasa ke Fasa (phase clearance)

Berdasarkan tabel 2,6 p.u maka besarnya tegangan surja petir berdasarkan tabel 2.3 adalah sama dengan tegangan surja petir pada perhitungan jarak pisah fasa ke tanah diatas. Dengan menggunakan persamaan (2-13) maka besarnya jarak pisah fasa ke fasa berdasarkan tegangan surja petir adalah

$$D_2 = \left( \frac{V_{\text{SurjaPetir}}}{500} \right)^{1,666}$$

$$\begin{aligned}
 &= \left( \frac{1800}{500} \right)^{1,666} \\
 &= 8,448 \text{ m} \\
 &\approx 8,45 \text{ m}
 \end{aligned}$$

#### 4.9.3.3 Jarak Pisah untuk Pemeliharaan (section clearance)

Besarnya *ground clearance* menurut aturan PLN PIRING Jawa Timur adalah 2,25 m untuk ukuran orang Indonesia sehingga

$$\begin{aligned}
 \text{Besarnya } \textit{section clearance} \text{ vertikal} &= \text{ground clearance} + \text{earth clearance} \\
 &= 2,25 + 8,45 \\
 &= 10,70 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Sedangkan besarnya *section clearance* horisontal sama dengan perhitungannya yaitu 6,30 m.

#### 4.9.3.4 Jarak Pisah Minimal (minimum clearance) karena Pengaruh Lingkungan

Di dalam gardu induk, kondisi lingkungan yang selalu berubah berpengaruh terhadap jarak pisah minimal yang ada. Oleh karena itu faktor lingkungan ini perlu diperhatikan keberadaannya. Menurut IEEE Working Group 59, besarnya faktor lingkungan atau faktor keamanan (safety factor) dalam penentuan jarak pisah minimal ini adalah 110% untuk jarak pisah fasa ke tanah dan 115% untuk jarak pisah fasa ke fasa. Maka jarak pisah minimal di dalam gardu induk karena pengaruh lingkungan adalah

- a. Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance)
 
$$\begin{aligned}
 &= \text{earth clearance} \times \text{safety factor} \\
 &= 8,45 \times 110\% \\
 &= 9,295 \text{ m} \\
 &\approx 9,30 \text{ m}
 \end{aligned}$$
- b. Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance)
 
$$\begin{aligned}
 &= \text{phase clearance} \times \text{safety factor} \\
 &= 8,45 \times 115\% \\
 &= 9,718 \text{ m} \\
 &\approx 9,72 \text{ m}
 \end{aligned}$$
- c. Jarak pisah peralatan (isolating distance)

Besarnya dipengaruhi oleh bentuk serandang yang digunakan sehingga hasilnya sama dengan perhitungan sebelumnya.

- d. Jarak pisah untuk pemeliharaan (section clearance)

$$\begin{aligned} \text{Section clearance vertikal} &= \text{ground clearance} + \text{earth clearance} \\ &= 2,25 + 9,30 \\ &= 11,55 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\text{Section clearance horisontal} = 6,30 \text{ m}$$

#### 4.9.4 Perbandingan Jarak Pisah Minimal Berdasarkan Tegangan Maksimum Sistem, Tegangan Surja Hubung dan Tegangan Surja Petir Sistem 500 kV

Pada sistem 500 kV, perhitungan jarak pisah minimal di dalam gardu induk didasarkan pada tiga macam tegangan yang ada yaitu tegangan maksimum sistem, tegangan surja hubung dan tegangan surja petir. Bila pada tingkat tegangan sistem 70 kV dan 150 kV, besarnya jarak pisah minimal dipersiapkan untuk kondisi gangguan yang terbesar berupa tegangan surja petir, maka untuk sistem 500 kV harus dipertimbangkan pula aspek ekonomis mengingat kebutuhan tanah yang sangat luas berdampak pada biaya yang akan dikeluarkan. Untuk memperjelas bagaimana hasil perhitungan berdasarkan ketiga dasar tegangan diatas maka hasil dari perhitungan tersebut akan dimasukkan ke dalam tabel berikut ini.

**Tabel 4.3 Perbandingan jarak pisah minimal berdasarkan tegangan maksimum sistem, tegangan surja hubung dan tegangan surja petir sistem 500 kV**

No.	Macam	Berdasarkan tegangan maksimum sistem (m)	Berdasarkan tegangan surja hubung (m)	Berdasarkan tegangan surja petir (m)
1.	Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance)	4,73	5,42	9,30
2.	Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance)	5,64	6,48	9,72
3.	Jarak pisah untuk pemeliharaan vertikal	7,00	7,67	11,55

Sumber: Hasil Perhitungan

Pada tabel 4.3 diatas terlihat bahwa jarak pisah fasa ke tanah dan jarak pisah fasa ke fasa berdasarkan tegangan surja petir mempunyai selisih yang cukup besar dibandingkan dengan hasil yang diperoleh berdasarkan kedua dasar tegangan lainnya. Kekuatan isolasi di dalam gardu induk memang harus dipersiapkan untuk kebutuhan yang terbesar yaitu berdasarkan tegangan surja petir. Tetapi, pemilihan jarak pisah minimal berdasarkan tegangan surja petir sangatlah tidak ekonomis karena akan diperlukan lahan gardu induk yang sangat luas sehingga berpengaruh terhadap segi biaya yang harus dikeluarkan untuk pembelian tanah. Oleh sebab itu, jarak pisah minimal yang digunakan dipilih berdasarkan tegangan surja hubung karena mempunyai selisih yang tidak terlalu besar dengan jarak pisah minimal berdasarkan tegangan maksimum sistem. Sedangkan untuk mengatasi gangguan sambaran petir yang tentu saja tidak dapat ditahan oleh tingkat isolasi yang dipersiapkan untuk tegangan surja hubung, maka pengamanan gardu induk terhadap bahaya sambaran petir harus ditingkatkan dengan melakukan pemasangan kawat tanah (ground wire) diatas peralatan-peralatan gardu induk dan memperkecil tahanan pentanahan gardu induk.

#### 4.10 Jarak antara Arestor dengan Transformator Sistem 500 kV

Untuk sistem 500 kV, nilai DLR yang merupakan perbandingan antara tegangan pelepasan ( $e_a$ ) dengan tegangan dasar arester diambil lebih kecil dari nilai DLR yang digunakan pada perhitungan sistem 70 kV dan 150 kV. Nilai DLR diambil 2,4 dengan asumsi bahwa untuk sistem tegangan yang semakin besar maka karakteristik dari arester harus semakin baik. Jika gardu induk sistem 500 kV ditanahkan dengan menggunakan tahanan pentanahan maka tegangan dasar dari arester adalah sebesar  $1,2 V_M$ .

Data-data yang diperlukan dalam perhitungan diperoleh dari perhitungan sebelumnya dan literatur yaitu

$$V_M = 525 \text{ kV}$$

$$v = 300 \text{ m}/\mu\text{s}$$

$$\mu = 500 \text{ kV}/\mu\text{s}$$

$$e_t = \text{BIL}_{500 \text{ kV}} = 1800 \text{ kV}$$

maka,

$$\begin{aligned} \text{Tegangan dasar arester} &= 1,2 V_M \\ &= 1,2 \times 525 \\ &= 630 \text{ kV} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Tegangan pelepasan } (e_a) &= \text{DLR} \times \text{tegangan dasar} \\ &= 2,4 \times 630 \\ &= 1512 \text{ kV} \end{aligned}$$

Jarak arester dengan transformator (x)

$$\begin{aligned} x &= \frac{v}{2 \mu} (e_t - e_a) \text{ (m)} \\ x &= \frac{300}{2 \times 500} (1800 - 1512) \\ &= 86,40 \text{ m} \end{aligned}$$

Pada lampiran 2 tabel 1, Witzke dan Bliss tidak merekomendasikan jarak antara arester dengan transformator untuk sistem 500 kV. Sedangkan menurut English Electric Company pada lampiran 2 tabel 2, jarak antara arester dengan transformator adalah 0,1525 x tegangan sistem sehingga diperoleh jarak sebesar 76,30 m.

Dalam penentuan luas minimal gardu induk sistem 500 kV, kedua jarak yang diperoleh diatas masih terlalu besar, sehingga digunakan data yang berasal dari kondisi sebenarnya di lapangan dimana jarak antara arester dengan transformator pada sistem 500 kV adalah 11 m.

#### **4.11 Jarak antar Konduktor dan Jarak antara Konduktor dengan Serandang pada Serandang Busbar**

##### **4.11.1 Jarak antar Konduktor dalam Serandang Busbar**

Jarak antar konduktor dalam serandang busbar dapat dilakukan dengan menggunakan persamaa (2-17) s/d (2-19). Dari perhitungan sebelumnya diperoleh jarak ayunan sebesar 0,4 m. Jika besarnya andongan (D) dimisalkan 1,20 m, maka jarak antar konduktor dalam serandang busbar sistem 500 kV adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} S_1 &= 0,75 \sqrt{1,20} + \frac{500^2}{20000} \\ &= 13,32 \text{ m} \\ &\approx 13,30 \text{ m} \end{aligned}$$

Dengan x = 0,4 m

Maka,

$$\begin{aligned} S_{sw} &= S_1 + 2x \\ &= 13,30 + 2(0,40) \\ &= 14,10 \text{ m} \end{aligned}$$

#### 4.11.2 Jarak antara Konduktor dengan Serandang Busbar

Jarak antara konduktor dengan serandang busbar ini dipengaruhi oleh faktor manusia sebesar 0,75 m dan juga faktor ayunan oleh satu buah konduktor terhadap serandang sebesar 0,4 m. Jadi, jarak antara konduktor dengan serandang busbar ( $S_m$ ). Perhitungan jarak antara konduktor dengan serandang busbar ini sesuai dengan persamaan (2-20) s/d (2-22) adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}V_{L-N} &= \frac{500}{\sqrt{3}} \\ &= 288,68 \text{ V}\end{aligned}$$

Maka,

$$S_2 = 0,75 \sqrt{1,20 + \frac{(288,68)^2}{20000}}$$

$$= 4,99 \text{ m}$$

$$\approx 5,00 \text{ m}$$

$$S_m = S_2 + f_m + x$$

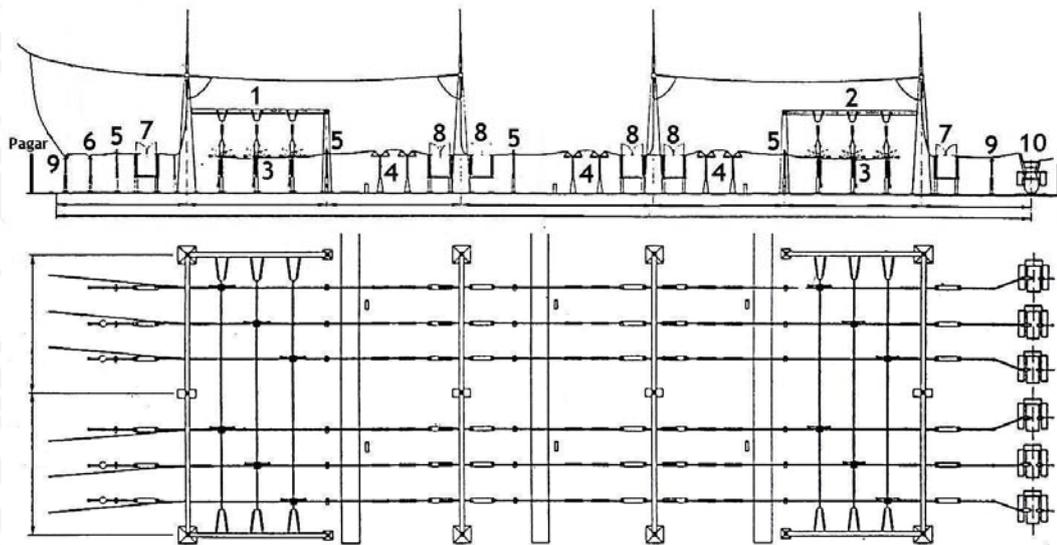
$$= 5,00 + 0,75 + 0,40$$

$$= 6,15 \text{ m}$$

$$\approx 6,20 \text{ m}$$

#### 4.12 Luas Tanah Minimal Gardu Induk Sistem 500 kV

Sebelum menentukan luas minimal gardu induk sistem 500 kV, maka harus diketahui terlebih dahulu bentuk layout dari gardu induk dan susunan peralatan didalamnya. Untuk menentukan luas minimal gardu induk pasangan luar dengan sistem tegangan 500 kV, digunakan bentuk susunan peralatan (layout) gardu induk seperti tampak pada gambar di bawah ini.



Gambar 4.2 Susunan peralatan gardu induk 500 kV

Sumber: Asea Brown Boveri Pocket Book. Switchgear manual : 427

Dari gambar diatas diketahui bahwa secara umum jenis peralatan-peralatan standar gardu induk yang digunakan pada sistem 500 kV adalah sama dengan sistem 150 kV dan 70 kV. Perbedaannya terletak pada spesifikasi dari peralatan yang digunakan, jarak pemasangan antar peralatan dan antara peralatan dengan tanah, dan jumlah peralatan yang diperlukan.

Pada gardu induk 500 kV transformator yang digunakan adalah tiga buah transformator satu fasa seperti pada gambar 4.2, sehingga lebih mudah dalam hal pengangkutan dan pemasangan bila dibandingkan dengan menggunakan satu buah transformator tiga fasa. sedangkan untuk transformator sistem 70 kV dan 150 kV digunakan satu buah transformator tiga fasa yang ditunjukkan pada gambar 4.1.

Pemilihan transformator ini akan berpengaruh terhadap luas lahan yang diperlukan dan jumlah peralatan yang diperlukan. Pada sistem 500 kV, untuk setiap fasa diperlukan satu rangkaian pemisah dan pemutus mulai dari ujung saluran masuk sampai ke terminal transformator satu fasa.

Berdasarkan gambar (4.2) maka peralatan-peralatan standar yang digunakan pada gardu induk 500 kV antara lain :

1. Ril / busbar I
2. Ril / busbar II
3. Pemisah ril (busbar disconnecter/ DS)
4. Pemutus (CB/circuit breaker)
5. Transformator arus (current transformer)
6. Transformator tegangan (voltage transformer)

7. Pemisah feeder (feeder disconnecter/ DS)
8. Pemisah cabang (branch disconnecter/DS)
9. Arrester (surge arrester)
10. Transformator daya (power transformer)

Pada perhitungan jarak-jarak pisah minimal untuk sistem 500 kV diatas diperoleh data-data yang diperlukan dalam penentuan luas minimal yaitu:

1. Jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance) = 5,42 m
2. Jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance) = 6,48 m
3. Jarak pisah untuk pemeliharaan vertikal  
(vertical section clearance) = 7,67 m
4. Jarak pisah untuk pemeliharaan horisontal  
(horisontal section clearance) = 6,30 m
5. Lebar tiang serandang = 1,00 m
6. Jarak antar konduktor dalam serandang busbar = 14,10 m
7. Jarak antara konduktor dengan serandang busbar = 6,20 m

Untuk ukuran pemisah (DS) dan pemutus (CB) diambil dari rata-rata hasil pengukuran di lapangan yaitu :

Pemisah (DS):	Panjang = 6 m
	Lebar = 3 m
Pemutus (CB)	Panjang = 6 m
	Lebar = 3 m

#### 4.12.1 Panjang Minimal Gardu Induk Sistem 500 kV

Panjang minimal gardu induk sistem 500 kV dihitung mulai dari ujung saluran masuk hingga ke terminal transformator dengan tepi paling luar berupa pagar. Dalam perhitungan panjang ini, arester ditempatkan di ujung saluran masuk dan di dekat transformator seperti pada sistem 70 kV dan 150 kV.

Perhitungan panjang minimal tersebut adalah seperti diberikan di bawah ini:

- a. Jarak pagar ke arester

Bila antara pagar dan arester dipisahkan oleh jalan untuk kepentingan pemeliharaan maka jarak pagar ke arester

$$= \text{jarak pisah fasa ke tanah} + \text{jarak pisah untuk pemeliharaan horisontal}$$

$$= 5,42 + 6,30$$

$$= 11,72 \text{ m}$$

- b. Jarak arester ke transformator tegangan (VT)

$$= \text{jarak pisah fasa ke fasa}$$

$$= 6,48 \text{ m}$$

- c. Jarak transformator tegangan (VT) ke transformator arus (CT)

$$= \text{jarak pisah fasa ke fasa}$$

$$= 6,48 \text{ m}$$

- d. Jarak transformator arus (CT) ke pemisah (DS) feeder

$$= \text{jarak pisah fasa ke fasa} + \frac{1}{2} \text{ lebar DS}$$

$$= 6,48 + \frac{1}{2} (3,00)$$

$$= 7,98 \text{ m}$$

- e. Jarak pemisah (DS) feeder ke tiang serandang

$$= \text{jarak pisah fasa ke tanah} + \frac{1}{2} \text{ lebar tiang} + \frac{1}{2} \text{ lebar DS}$$

$$= 5,42 + \frac{1}{2} (1,00) + \frac{1}{2} (3,00)$$

$$= 7,42 \text{ m}$$

- f. Panjang serandang busbar I

$$= 2 (\text{jarak antar konduktor dalam serandang busbar}) + 2 (\text{jarak konduktor dengan serandang busbar})$$

$$= 2 (14,10) + 2(6,20)$$

$$= 40,60 \text{ m}$$

Pada gambar 4.2 diatas, jarak antara tiang serandang dengan DS busbar, jarak antar DS busbar dan jarak antara DS busbar dengan transformator arus (CT) sudah termasuk di dalam panjang serandang busbar I. Bila ingin diketahui maka jarak-jarak tersebut adalah

Jarak tiang serandang ke DS busbar = jarak pisah fasa ke tanah

$$+ \frac{1}{2} \text{ lebar tiang} + \frac{1}{2} \text{ lebar DS}$$

$$= 5,42 + \frac{1}{2} (1,00) + \frac{1}{2} (3,00)$$

$$= 7,42 \text{ m}$$

Jarak antar DS busbar = jarak pisah fasa ke fasa + 2 ( $\frac{1}{2}$  lebar DS)

$$= 6,48 + 2 (\frac{1}{2} (3,00))$$

$$= 9,48 \text{ m}$$

Jarak DS busbar ke transformator arus (CT) = jarak pisah fasa ke

$$\text{fasa} + \frac{1}{2} \text{ lebar DS}$$

$$= 6,48 + \frac{1}{2} (3,00)$$

$$= 7,98 \text{ m}$$

- g. Jarak transformator arus (CT) ke pemutus (CB)

Untuk pemeliharaan maka antara CT dan CB diberikan lebar jalan sehingga jarak CT ke CB

$$= \text{jarak pisah fasa ke fasa} + \frac{1}{2} \text{ lebar CB} + \text{jarak pisah untuk pemeliharaan horisontal}$$

$$= 6,48 + \frac{1}{2} (3,00) + 6,30$$

$$= 14,28 \text{ m}$$

- h. Jarak pemutus (CB) ke pemisah (DS) cabang

$$= \text{jarak pisah fasa ke fasa} + \frac{1}{2} \text{ lebar CB} + \frac{1}{2} \text{ lebar DS}$$

$$= 6,48 + \frac{1}{2} (3,00) + \frac{1}{2} (3,00)$$

$$= 9,48 \text{ m}$$

- i. Jarak antar pemisah (DS) cabang

$$= \text{jarak pisah fasa ke fasa} + 2 (\frac{1}{2} \text{ lebar DS})$$

$$= 6,48 + 2 (\frac{1}{2}(3,00))$$

$$= 9,48 \text{ m}$$

- j. Jarak pemisah (DS) cabang ke transformator arus (CT)

$$= \text{jarak pisah fasa ke fasa} + \frac{1}{2} \text{ lebar DS}$$

$$= 6,48 + \frac{1}{2} (3,00)$$

$$= 7,98 \text{ m}$$

- k. Jarak transformator arus (CT) ke pemutus (CB)

Dengan penambahan lebar jalan untuk pemeliharaan maka

$$= 14,28 \text{ m}$$

- l. Jarak pemutus (CB) ke pemisah (DS) cabang

$$= 9,48 \text{ m}$$

- m. Jarak antar pemisah (DS) cabang

$$= 9,48 \text{ m}$$

- n. Jarak pemisah (DS) cabang ke pemutus (CB)

$$= 9,48 \text{ m}$$

- o. Jarak antara pemutus (CB) ke transformator arus (CT)

Dengan penambahan jalan untuk pemeliharaan maka jaraknya

$$= 14,28 \text{ m}$$

- p. Panjang serandang busbar II

$$= \text{panjang serandang busbar I}$$

$$= 40,60 \text{ m}$$

- q. Jarak tiang serandang ke pemisah (DS) feeder  
 = jarak pemisah (DS) feeder ke tiang serandang  
 = 7,42 m

- r. Jarak pemisah (DS) feeder ke arester  
 = jarak pisah fasa ke fasa +  $\frac{1}{2}$  lebar DS  
 = 6,48 +  $\frac{1}{2}$  (3,00)  
 = 7,98 m

- s. Jarak arester dengan transformator daya (power transformer)

Pada perhitungan diatas, jarak antara arester dengan transformator adalah 86,40 m sedangkan berdasarkan rekomendasi dari English Electric Company jaraknya adalah 76,30 m.

Untuk mendapatkan jarak minimal, jarak antara arester dengan transformator yang digunakan dalam penentuan panjang minimal gardu induk sistem 500 kV ini diambil dari data-data di lapangan yaitu sebesar 11,00 m.

- t. Jarak transformator daya (power transformer) ke pagar

Bila antara pagar dengan transformator ditambahkan lebar jalan untuk keperluan pemeliharaan maka jaraknya

$$\begin{aligned} &= \text{jarak pisah fasa ke tanah} + \text{jarak pisah untuk pemeliharaan} \\ &\quad \text{horisontal} \\ &= 5,42 + 6,30 \\ &= 11,72 \text{ m} \end{aligned}$$

Jadi, panjang minimal total gardu induk sistem 500 kV adalah

$$\begin{aligned} &= 11,72 + 6,48 + 6,48 + 7,98 + 7,42 + 40,60 + 14,28 + 9,48 + 9,48 + \\ &\quad 7,98 + 14,28 + 9,48 + 9,48 + 9,48 + 14,28 + 40,60 + 7,42 + 7,98 + \\ &\quad 11,00 + 11,72 \\ &= 257,62 \text{ m} \end{aligned}$$

#### 4.12.2 Lebar Minimal Gardu Induk Sistem 500 kV

Pada perhitungan lebar ini, gardu induk sistem 500 kV menggunakan tiga buah transformator satu fasa dimana setiap fasanya mempunyai rangkaian pemisah dan pemutus sendiri mulai dari ujung saluran masuk hingga terminal transformator satu fasa. Oleh karena itu lebar minimal gardu induk sistem 500 kV ini ditentukan

berdasarkan jarak antar konduktor dan jarak antara konduktor dengan serandang dalam serandang busbar.

Lebar minimal gardu induk sistem 500 kV adalah

$$= 2 \text{ (lebar antar tiang)}$$

$$= 2 ( 2 \text{ (jarak antar konduktor dalam serandang busbar)} + 2 \text{ (jarak antara konduktor dengan serandang busbar)} + 2 \text{ (1}\frac{1}{2} \text{ lebar tiang)})$$

$$= 2 ( 2(14,10) + 2 (6,20) + 2 (1\frac{1}{2} (1,00)))$$

$$= 2 (43,6)$$

$$= 87,20 \text{ m}$$

Dengan mengetahui panjang dan lebar minimal, maka luas minimal gardu induk sistem 500 kV diatas adalah

$$A_{GI \text{ 500 kV}} = \text{Panjang} \times \text{lebar}$$

$$= 257,62 \times 87,20$$

$$= 22464,46 \text{ m}^2$$

Dengan memperhatikan gambar 4.2 diatas maka lahan pada gardu induk tipe *1,5 breaker layout* terpakai seluruhnya untuk pemasangan dan penempatan peralatan-peralatan gardu induk sehingga untuk keperluan pengembangan gardu induk di masa datang diperlukan adanya analisa dan pertimbangan lebih lanjut.

#### **4.13 Pentanahan Peralatan Gardu Induk 70 kV**

Bentuk pentanahan yang digunakan dalam penulisan skripsi ini adalah pentanahan kombinasi grid dan batang (rod). Seperti dijelaskan pada bab II, pentanahan grid dimaksudkan untuk mengurangi bahaya tegangan langkah dan tegangan sentuh pada gardu bila terjadi gangguan baik berupa sambaran petir, surja hubung, maupun gangguan satu fasa ke tanah. Sedangkan pentanahan batang selain untuk memperoleh nilai tahanan pentanahan yang kecil, juga berfungsi untuk mempertahankan nilai resistansi pentanahan pada kondisi yang stabil dan tidak terpengaruh oleh perubahan iklim dan cuaca.

Pada pentanahan gardu induk, nilai tahanan pentanahan sangat dipengaruhi oleh keadaan tahanan jenis tanah dan luas area pentanahan. Pada kondisi tanah dengan tahanan jenis tanah yang tinggi seperti tanah kering, nilai tahanan pentanahan yang diperoleh juga akan semakin tinggi. Tahanan pentanahan yang rendah dapat diperoleh pada kondisi tanah yang mempunyai kelembapan yang cukup dengan kandungan air

yang stabil. Untuk kondisi tanah dengan tahanan jenis tanah yang cukup tinggi, penggunaan pentanahan batang (rod) akan memungkinkan konduktor pentanahan untuk mencapai lapisan tanah dengan kandungan air yang cukup sehingga diperoleh nilai tahanan pentanahan yang rendah tanpa dipengaruhi oleh perubahan iklim di permukaan tanah.

Pada perhitungan luas gardu induk diatas, diperoleh data tentang panjang dan lebar minimal gardu induk untuk sistem 70 kV, sebagai berikut :

$$\text{Luas}_{GI\ 70\ kV} = 1020,78\ m^2$$

$$\text{Panjang} = 48,15\ m$$

$$\text{Lebar} = 21,20\ m$$

Untuk memudahkan dalam penentuan konfigurasi pentanahan grid dalam perencanaan pentanahan gardu induk ini, maka ukuran lahan tersebut diatas dibulatkan menjadi:

$$\text{Panjang} = 48\ m$$

$$\text{Lebar} = 21\ m$$

Sehingga luas gardu induk menjadi

$$\text{Luas}_{GI\ 70\ kV} = 1008\ m^2$$

Perencanaan pentanahan peralatan gardu induk sistem 70 kV ini didasarkan pada IEEE Std 80-2000 Guide for Safety In AC Substation Grounding.

#### 4.13.1 Ukuran Minimal Konduktor Pentanahan

Ukuran konduktor minimal yang diperlukan dalam perencanaan pentanahan peralatan gardu induk untuk masing-masing sistem tegangan diatas dibedakan menjadi dua macam, yaitu konduktor untuk pentanahan grid dan konduktor untuk pentanahan batang (rod).

##### 4.13.1.1 Ukuran Minimal Konduktor Grid

Pada perencanaan pentanahan untuk sistem 70 kV ini, jenis konduktor yang digunakan pada pentanahan grid adalah jenis *copper clad steel wire*. Data-data konduktor pentanahan grid ini diperoleh dari tabel konstanta material pada lampiran 1.

Data-data tersebut antara lain:

$$T_m = 1084\ ^\circ\text{C}$$

$$T_a = 40\ ^\circ\text{C}$$

$$K_0 = 245\ ^\circ\text{C}$$

$$\begin{aligned}
 t_c &= 0,75 \text{ s} \\
 \alpha_r &= 0,00378 \\
 \rho_r &= 4,40 \text{ } \mu\Omega\text{-cm} \\
 \text{TCAP} &= 3,85 \text{ (J/cm}^3\text{.}^\circ\text{C)}
 \end{aligned}$$

Bila titik netral sistem ditanahkan dengan menggunakan tahanan pentanahan, maka besarnya arus gangguan satu fasa ke tanah adalah sebesar 10% - 25% dari arus hubung singkat tiga fasa. Dari tabel arus hubung singkat tiga fasa pada lampiran 3, untuk sistem 70 kV, besarnya arus hubung singkat tiga fasa adalah 10 kA. Jika besarnya arus gangguan satu fasa ke tanah adalah 25% dari arus hubung singkat tiga fasa maka besarnya arus gangguan satu fasa ke tanah yang akan digunakan dalam penentuan ukuran konduktor pentanahan grid sistem 70 kV ini adalah 2,5 kA. Luas penampang konduktor pentanahan grid dengan menggunakan persamaan (2-39) adalah

$$\begin{aligned}
 A_{\text{mm}^2} &= 2,5 \frac{1}{\sqrt{\left( \frac{3,85 \cdot 10^{-4}}{0,75 \cdot 0,00378 \cdot 4,40} \right) \ln \left( \frac{245 + 1084}{245 + 40} \right)}} \\
 &= 11,36 \text{ mm}^2
 \end{aligned}$$

Dengan memasukkan nilai luas penampang konduktor ke dalam persamaan (2-40), maka diameter dari konduktor pentanahan grid sistem 70 kV adalah

$$\begin{aligned}
 d &= \sqrt{\frac{4 \cdot 11,36}{3,14}} \\
 &= 3,80 \text{ mm} \\
 &\approx 4,00 \text{ mm}
 \end{aligned}$$

#### 4.13.1.2 Ukuran Minimal Konduktor Batang

Jenis konduktor yang digunakan pada pentanahan batang (rod) berdasarkan tabel konstanta material pada lampiran 1 adalah jenis *cooper clad steel rod*. Data-data yang diperlukan dalam perhitungan antara lain

$$\begin{aligned}
 T_m &= 1084 \text{ }^\circ\text{C} \\
 T_a &= 40 \text{ }^\circ\text{C} \\
 K_0 &= 245 \text{ }^\circ\text{C} \\
 t_c &= 0,75 \text{ s} \\
 \alpha_r &= 0,00378 \\
 \rho_r &= 8,62 \text{ } \mu\Omega\text{-cm}
 \end{aligned}$$

$$TCAP = 3,85 \text{ (J/cm}^3 \cdot ^\circ\text{C)}$$

Bila besar arus gangguan (I) adalah 2,5 kA, maka diameter minimal konduktor pentanahan batang menurut persamaan (2-39) dan (2-40) adalah sebagai berikut

$$A_{mm^2} = 2,5 \frac{1}{\sqrt{\left( \frac{3,85 \cdot 10^{-4}}{0,75 \cdot 0,00378 \cdot 8,62} \right) \ln \left( \frac{245 + 1084}{245 + 40} \right)}}$$

$$= 15,63 \text{ mm}^2$$

Sehingga

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 15,63}{3,14}}$$

$$= 4,46 \text{ mm}$$

$$\approx 5,00 \text{ mm}$$

#### 4.13.2 Kebutuhan Minimal Pentanahan Gardu Induk Sistem 70 kV Berdasarkan Nilai Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah

Di dalam gardu induk, besarnya tegangan sentuh dan tegangan langkah tidak boleh melebihi batas yang diijinkan. Batas dari tegangan sentuh dan tegangan langkah dipengaruhi oleh faktor besar kecilnya arus gangguan, lama gangguan, tahanan tubuh manusia dan kondisi tanah pada gardu induk. Biasanya permukaan tanah pada gardu induk dilapisi koral dengan tujuan untuk memperbesar tahanan kontak antara tubuh manusia (kaki) dengan tanah pada saat arus gangguan mengalir ke konduktor pentanahan yang ditanam di dalam tanah.

Dalam penulisan skripsi ini, nilai tegangan sentuh dan tegangan langkah berkaitan erat dengan tingkat kebutuhan minimal pentanahan peralatan gardu induk. Kebutuhan minimal yang dimaksudkan terdiri dari 2 hal yaitu luas dan jumlah konduktor minimal yang diperlukan. Kebutuhan luas minimal didapatkan dari perhitungan jarak pisah minimal diatas untuk masing-masing sistem. Sedangkan kebutuhan jumlah konduktor minimal akan ditentukan berdasarkan batas tegangan sentuh yang diijinkan sehingga konfigurasi pentanahan minimal akan diperoleh jika tegangan sentuh sebenarnya nilainya sama atau mendekati nilai tegangan sentuh yang diijinkan.

Di dalam gardu induk sendiri, terdapat dua macam tegangan yang harus diperhitungkan keberadaannya yaitu tegangan sentuh dan tegangan langkah. Walaupun tegangan sentuh biasanya lebih berbahaya daripada tegangan langkah yang ada,

besarannya tegangan langkah sebenarnya juga tidak boleh melebihi nilai tegangan langkah yang diijinkan.

#### 4.13.2.1 Tegangan Sentuh yang Diijinkan

Untuk menentukan nilai tegangan sentuh dan tegangan langkah yang diijinkan maka harus dihitung terlebih dahulu besarnya arus fibrilasi yaitu arus yang melewati tubuh manusia dan dapat menyebabkan pingsan atau kematian. Untuk manusia dengan berat badan 70 kg dan gangguan berlangsung selama 0,75 detik maka besarnya arus fibrilasi menurut persamaan (2-25) adalah

$$I_k = \frac{0,157}{\sqrt{0,75}}$$
$$= 0,18 \text{ A}$$

Berdasarkan IEEE Std. 80-2000, maka ketebalan lapisan permukaan tanah ( $h_s$ ) diambil 0,10 m, tahanan jenis tanah ( $\rho$ ) yang digunakan adalah 75  $\Omega$ , tahanan tubuh manusia ( $R_K$ ) adalah 1000  $\Omega$  dan besarnya tahanan jenis lapisan permukaan gardu induk dengan menggunakan batu kerikil adalah 3000  $\Omega$ -m, maka besarnya faktor koreksi menurut persamaan (2-38) adalah

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09}$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{75}{3000}\right)}{2 \cdot 0,10 + 0,09}$$
$$= 0,70$$

sehingga besarnya tegangan sentuh yang diijinkan berdasarkan persamaan (2-27) adalah

$$E_{\text{Sentuh}} = (R_K + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot I_k$$

$$E_{\text{Sentuh}} = (1000 + 1,5 \cdot 0,70 \cdot 3000) \cdot 0,18$$
$$= 747 \text{ V}$$

#### 4.13.2.2 Tegangan Langkah yang Diijinkan

Dengan data-data yang sama pada perhitungan tegangan sentuh yang diijinkan diatas, maka besarnya tegangan langkah yang diijinkan menurut persamaan (2-35) adalah

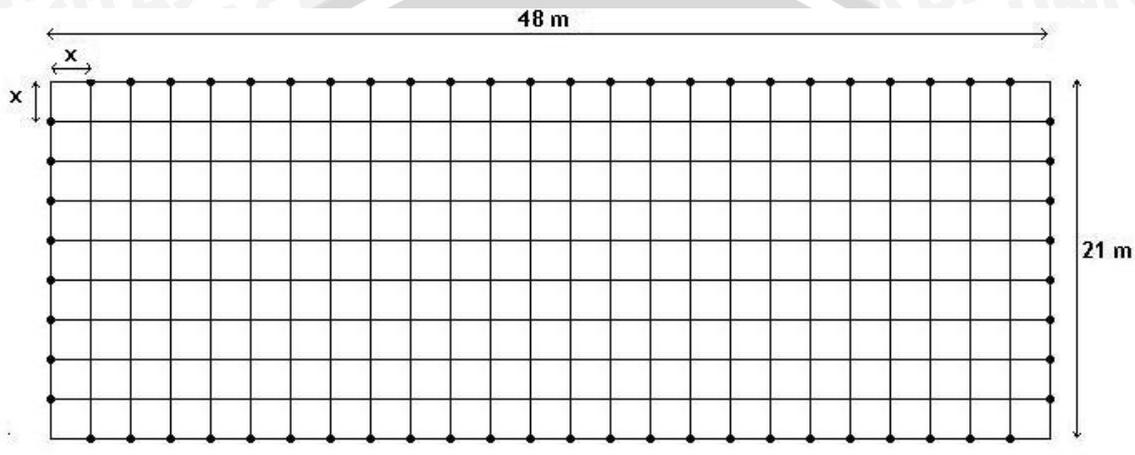
$$E_{Langkah} = (R_K + 6 \cdot C_S \cdot \rho_s) \cdot I_k$$

$$E_{Langkah} = (1000 + 6 \cdot 0,70 \cdot 3000) \cdot 0,18$$

$$= 2448 \text{ V}$$

#### 4.13.3 Konfigurasi Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 70 kV

Bentuk pentanahan kombinasi grid dan rod pada gardu induk sistem 70 kV adalah seperti pada gambar berikut ini



Gambar 4.3 Bentuk pentanahan kombinasi grid dan rod sistem 70 kV  
 Sumber: IEEE Std. 80-2000 Guide for Safety In AC Substation Grounding: 135

Berdasarkan gambar 4.3 diatas, maka jarak spasi antar konduktor grid untuk konduktor utama dan konduktor melintang adalah sama yaitu sebesar x meter sehingga diperoleh bentuk grid persegi. Untuk mengetahui besarnya nilai tahanan pentanahan gardu induk untuk setiap konfigurasi yang diberikan maka perhitungan tahanan pentanahan dilakukan dengan menghitung masing-masing tahanan pentanahan grid dan tahanan pentanahan batang, setelah itu tahanan total pentanahan gardu induk diperoleh dengan menghitung tahanan mutual dan tahanan kombinasi dari pentanahan grid dan pentanahan batang. Sedangkan besarnya masing-masing kebutuhan konduktor untuk pentanahan grid dan pentanahan batang akan diberikan pada sub bab berikut ini.

##### 4.13.3.1 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 70 kV

Pada gardu induk, banyak sedikitnya konduktor pentanahan grid yang diperlukan tergantung dari besar kecilnya jarak spasi antar konduktor grid yang digunakan, semakin rapat jarak antar konduktor grid maka konduktor grid yang

diperlukan juga semakin panjang, dan sebaliknya semakin renggang jarak spasi antar konduktor grid maka kebutuhan konduktor grid juga semakin sedikit. Di dalam bagian sebelumnya telah disinggung bahwa jarak spasi antar konduktor grid yang digunakan akan berpengaruh terhadap nilai tegangan sentuh dan tegangan langkah sebenarnya. Hal ini juga ditunjukkan oleh persamaan untuk menghitung  $K_s$  dan  $K_m$  yang merupakan komponen perhitungan tegangan sentuh dan tegangan langkah sebenarnya disamping beberapa komponen perhitungan lainnya.

Di dalam rumus perhitungan tersebut terdapat beberapa variabel yang digunakan yaitu kedalaman penanaman konduktor ( $h$ ), diameter konduktor ( $d$ ), jumlah konduktor utama ( $N$ ) dan jarak antar konduktor ( $D$ ). Konduktor pentanahan grid ini dipasang pada kedalaman sebesar  $0,1 \times$  akar luas area pentanahan dari permukaan tanah, sedangkan diameter konduktor yang digunakan diperoleh dari perhitungan sebelumnya sebesar  $0,004$  m, sehingga nilai kedua variabel tersebut tetap. Untuk mendapatkan konfigurasi pentanahan yang diinginkan dapat dilakukan dengan mengubah-ubah jarak spasi antar konduktor grid yang akan berpengaruh terhadap jumlah konduktor utama dan konduktor melintang yang digunakan hingga diperoleh konfigurasi yang memerlukan jumlah konduktor seminimal mungkin.

Akan tetapi perlu diperhatikan pula bahwa panjang total konduktor grid yang digunakan juga akan berpengaruh terhadap nilai tahanan pentanahan grid itu sendiri sehingga harus dicari konfigurasi yang seminimal mungkin dengan tetap memperhatikan nilai tegangan sentuh dan tegangan langkah sebenarnya serta nilai tahanan pentanahan gardu induk yang diijinkan setelah dikombinasikan dengan pentanahan batang nantinya.

Pada perhitungan tegangan sentuh dan tegangan langkah yang diijinkan di atas diperoleh nilai tegangan sentuh sebesar  $747$  V dan tegangan langkah sebesar  $2448$  V, nilai tegangan sentuh tersebut jauh lebih kecil daripada nilai tegangan langkah. Oleh sebab itu, tegangan sentuh digunakan sebagai acuan dalam menentukan konfigurasi pentanahan dengan panjang konduktor yang dibutuhkan seminimal mungkin di dalam gardu induk, sedangkan nilai tegangan langkah akan mengikuti dengan sendirinya selama tidak melampaui nilai yang diijinkan. Dengan demikian, kebutuhan konduktor minimal akan diperoleh jika pada perhitungan tegangan sentuh sebenarnya nilainya mendekati atau sama dengan nilai tegangan sentuh yang diijinkan.

Dengan mengubah-ubah jarak spasi antar konduktor grid maka akan diperoleh konfigurasi yang berbeda-beda untuk luas area pentanahan yang tetap. Luas area

pentanahan gardu induk sistem 70 kV adalah seperti terlihat pada gambar 4.3 diatas dengan panjang 48 m dan lebar 21 m. Hasil perhitungan untuk setiap perubahan konfigurasi pentanahan grid gardu induk 70 kV diberikan dalam lampiran 4 tabel 1, dari tabel tersebut diperoleh sebuah konfigurasi yang memberikan nilai tegangan sentuh sebenarnya mendekati nilai tegangan sentuh yang diijinkan dengan jarak spasi antar konduktor sebesar 16,50 m. Dengan jarak spasi tersebut maka diperoleh banyaknya jumlah konduktor utama dan konduktor melintang yaitu:

$$\begin{aligned}
 \text{- Jumlah konduktor utama (N)} &= \frac{48}{16,50} + 1 \\
 &= 3,91 \\
 &\approx 4 \text{ buah} \\
 \text{- Jumlah konduktor melintang} &= \frac{21}{16,50} + 1 \\
 &= 2,27 \\
 &\approx 2 \text{ buah}
 \end{aligned}$$

sehingga panjang konduktor grid minimal yang diperlukan dengan memperhatikan ukuran lahan gardu induk 70 kV diatas adalah sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 \text{- Panjang konduktor utama} &= 3,91 \times 21 \\
 &= 82,11 \text{ m} \\
 \text{- Panjang konduktor melintang} &= 2,27 \times 48 \\
 &= 108,96 \text{ m} \\
 \text{- Total konduktor grid} &= 82,11 + 108,96 \\
 &= 191,07 \\
 &\approx 191 \text{ m}
 \end{aligned}$$

#### 4.13.3.2 Tahanan Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 70 kV

Pentanahan tipe grid biasanya ditanam dengan tingkat kedalaman yang rendah. Dengan mengacu pada IEEE Std 80-2000, maka kedalaman penanaman konduktor grid adalah  $0,1 \times$  akar kuadrat luas area pentanahan. Sedangkan panjang konduktor grid yang digunakan telah diperhitungkan yaitu sepanjang 191 m.

Diketahui luas area gardu induk sistem 70 kV adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Panjang} &= 48 \text{ m} \\
 \text{Lebar} &= 21 \text{ m} \\
 \text{Luas} &= 48 \times 21
 \end{aligned}$$

$$= 1008 \text{ m}^2$$

Dalam perencanaan pentanahan gardu induk sistem 70 kV ini, jenis tanah yang digunakan adalah jenis tanah pada kondisi antara lembab dan basah. Berdasarkan tabel 2.5, maka besarnya tahanan jenis tanah yang akan digunakan dalam perhitungan ini diambil sebesar  $75 \Omega\text{-m}$ . Dengan demikian, data-data yang diperlukan dalam perhitungan tahanan pentanahan grid diatas antara lain :

$$\rho = 75 \Omega\text{-m}$$

$$A = 1008 \text{ m}^2$$

$$L_G = 191 \text{ m}$$

$$d = 0,004 \text{ m}$$

$$h = 0,1 \times \sqrt{A}$$

$$= 0,1 \times \sqrt{1008}$$

$$= 3,17 \text{ m}$$

$$\approx 3,00 \text{ m}$$

Pada kedalaman penanaman konduktor grid sebesar  $0,1 \times \sqrt{A}$  maka nilai  $K_1$  dan  $K_2$  ditentukan berdasarkan kurva B pada gambar 2.11 dan 2.15.

Nilai  $K_1$  ditentukan oleh persamaan (2-45) di bawah ini

$$Y_B = -0,05 X + 1,20$$

$$= -0,05 \cdot \left(\frac{48}{21}\right) + 1,20$$

$$= 1,09$$

Sedangkan nilai  $K_2$  ditentukan berdasarkan persamaan (2-50) berikut ini

$$Y_B = 0,10 X + 4,68$$

$$= 0,10 \cdot \left(\frac{48}{21}\right) + 4,68$$

$$= 4,91$$

Sehingga besarnya tahanan pentanahan grid menurut persamaan (2-47) dan (2-48) adalah

$$a' = \sqrt{d \cdot h}$$

$$a' = \sqrt{3,00 \cdot 0,004}$$

$$= 0,11$$

$$R_G = \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln \left( \frac{2L_G}{a} \right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 \right]$$

$$R_G = \frac{75}{3,14 \cdot 191} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 191}{0,11} \right) + 1,09 \cdot \frac{191}{\sqrt{1008}} - 4,91 \right]$$

$$= 1,219 \Omega$$

$$\approx 1,22 \Omega$$

#### 4.13.3.3 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 70 kV

Banyak sedikitnya jumlah batang dipengaruhi oleh tingkat kerapatan arus, besar arus gangguan dan panjang satu buah batang konduktor yang akan digunakan dalam pentanahan nantinya. Ukuran konduktor pentanahan batang dari perhitungan sebelumnya diperoleh sebesar 5 mm atau 0,005 m.

Besarnya kerapatan arus dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2-41) dengan data-data yang diperlukan antara lain:

- d : 5 mm
- $\delta$  :  $1,75 \times 10^6$  watt-detik/m<sup>3</sup>/°C
- $\theta$  : 50 °C
- $\rho$  : 75 Ω-m
- t : 0,75 s

maka,

$$i = 3,1414 \cdot 10^{-5} \cdot 5 \cdot \sqrt{\frac{1,75 \cdot 10^6 \cdot 50}{75 \cdot 0,75}}$$

$$= 3,1414 \cdot 10^{-5} \cdot 5 \cdot 1247,22$$

$$= 0,1959$$

$$\approx 0,20 \text{ amp/cm}$$

Pada penentuan jumlah konduktor pentanahan batang ini, panjang satu batang konduktor digunakan sepanjang 3 m dengan mempertimbangkan faktor kemudahan dalam hal pemasangan bila dibandingkan batang konduktor yang lebih panjang. Dengan demikian banyaknya konduktor pentanahan batang yang diperlukan dengan arus gangguan (I) sebesar 2500 A sesuai dengan persamaan (2-42) adalah

$$\begin{aligned}\sum_{\text{batang konduktor}} &= \frac{2500}{3 \cdot 0,20 \cdot 100} \\ &= 41,7 \\ &\approx 42 \text{ batang}\end{aligned}$$

Jadi, jumlah minimal batang konduktor dengan panjang 3 m per batang adalah 42 buah sehingga panjang total konduktor batang

$$\begin{aligned}&= 42 \times 3 \\ &= 126 \text{ m}\end{aligned}$$

#### 4.13.3.4 Tahanan Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 70 kV

Dalam perhitungan tahanan pentanahan batang ini, data-data yang diperlukan antara lain:

$$\begin{aligned}\rho &: 75 \Omega\text{-m} \\ A &: 1008 \text{ s m}^2 \\ N_R &: 42 \text{ batang} \\ L_R &: 126 \text{ m} \\ L_T &: 3 \text{ m} \\ d &: 0,005 \text{ m}\end{aligned}$$

Dengan menggunakan persamaan (2-43) maka besarnya tahanan pentanahan batang dapat dihitung sebagai berikut

$$\begin{aligned}R_R &= \frac{\rho}{2 \pi N_R L_R} \left[ \ln \left( \frac{8L_R}{d} \right) - 1 + \frac{2L_T}{\sqrt{A}} K_1 (\sqrt{N_R} - 1)^2 \right] \\ R_R &= \frac{75}{2 \cdot 3,14 \cdot 42 \cdot 126} \left[ \ln \left( \frac{8 \cdot 126}{0,005} \right) - 1 + \frac{2 \cdot 3}{\sqrt{1008}} \cdot 1,09 (\sqrt{42} - 1)^2 \right] \\ &= 0,04 \Omega\end{aligned}$$

#### 4.13.3.5 Tahanan Mutual Grid Rod

Total tahanan pentanahan kombinasi grid dan rod dipengaruhi oleh besarnya tahanan mutual antara kedua macam pentanahan tersebut. Besarnya tahanan mutual antara pentanahan grid dan rod dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2-52) berikut ini,

Data-data yang diperlukan antara lain:

$$L_G = 191 \text{ m}$$

$$\begin{aligned}L_r &= 3 \text{ m} \\A &= 1008 \text{ m}^2 \\K_1 &= 1,09 \\K_2 &= 4,91 \\\rho &= 75 \Omega\text{-m}\end{aligned}$$

Maka besarnya tahanan mutual antara pentanahan grid dan pentanahan batang adalah

$$\begin{aligned}R_m &= \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln \left( \frac{2L_G}{L_r} \right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right] \\R_m &= \frac{75}{3,14 \cdot 191} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 191}{3} \right) + 1,09 \cdot \frac{191}{\sqrt{1008}} - 4,91 + 1 \right] \\&= 0,937 \Omega \\&= 0,94 \Omega\end{aligned}$$

#### 4.13.3.6 Tahanan Kombinasi Grid Rod

Dengan memasukkan besarnya tahanan grid, tahanan batang, dan tahanan mutual ke dalam persamaan (2-53), maka besarnya tahanan pentanahan gardu induk sistem 70 kV dapat diketahui dengan menghitung besarnya tahanan kombinasi antara pentanahan grid dan pentanahan batang seperti di bawah ini

Dari perhitungan sebelumnya diperoleh :

$$\begin{aligned}R_G &= 1,22 \Omega \\R_R &= 0,04 \Omega \\R_m &= 0,94 \Omega\end{aligned}$$

Maka,

$$\begin{aligned}R_K &= \frac{R_R R_G - R_m^2}{R_R + R_G - 2 R_m} \\R_K &= \frac{0,04 \cdot 1,22 - 0,94^2}{0,04 + 1,22 - 2 \cdot 0,94} \\&= 1,346 \Omega \\&= 1,35 \Omega\end{aligned}$$

Menurut ketentuan IEEE Std. 80-2000, nilai tahanan pentanahan untuk gardu induk skala kecil adalah  $\leq 5 \Omega$  sedangkan untuk gardu induk skala besar besarnya tahanan pentanahan yang diperbolehkan adalah  $\leq 1 \Omega$ . Bila dibandingkan dengan kedua

sistem tegangan lainnya yaitu sistem 150 kV dan 500 kV, maka besarnya tahanan pentanahan grid sistem 70 kV diatas masih diperbolehkan.

#### 4.13.4 Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah Sebenarnya Gardu Induk 70 kV

Di dalam gardu induk, besarnya tegangan sentuh dan tegangan langkah sebenarnya tidak boleh melebihi batas tegangan sentuh dan tegangan langkah yang diijinkan. Kedua macam tegangan tersebut merupakan tegangan yang digunakan dalam desain pentanahan pada gardu induk untuk mendapatkan pentanahan peralatan gardu induk yang aman bagi manusia dan peralatan pada saat terjadi gangguan.

##### 4.13.4.1 Tegangan Sentuh Sebenarnya

Data-data yang diperlukan dalam perhitungan tegangan sentuh sebenarnya pada gardu induk sistem 70 kV adalah sebagai berikut:

$$I = 2500 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} L_{\text{TOTAL}} &= L_G + L_R \\ &= 191 + 126 \\ &= 317 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\rho = 75 \Omega\text{-m}$$

$$D = 16,50 \text{ m}$$

$$h = 3 \text{ m}$$

$$N = 4$$

$$d_{\text{Grid}} = 0,004 \text{ m}$$

Nilai  $K_m$ ,  $K_{ii}$ ,  $K_h$  berturut-turut sesuai dengan persamaan (2-29), (2-32) dan (2-33) adalah sebagai berikut

Untuk  $K_{ii}$  besarnya,

$$\begin{aligned} K_{ii} &= \frac{1}{(2N)^{\frac{2}{N}}} \\ &= \frac{1}{(2 \cdot 4)^{\frac{2}{4}}} \\ &= 0,35 \end{aligned}$$

Sedangkan  $K_h$ ,

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

Jika  $h_0 = 1$  m

Maka,

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{3}{1}}$$

$$= 2,00$$

Sehingga besarnya  $K_m$  adalah

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[ \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[ \frac{8}{\pi(2N-1)} \right] \right\}$$

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot 3,14} \left\{ \ln \left[ \frac{16,50^2}{16 \cdot 3 \cdot 0,004} + \frac{(16,50 + 2 \cdot 3)^2}{8 \cdot 16,50 \cdot 0,004} - \frac{3}{4 \cdot 0,004} \right] + \frac{0,35}{2,00} \ln \left[ \frac{8}{3,14(2 \cdot 4 - 1)} \right] \right\}$$

$$= 1,20$$

Sedangkan nilai  $K_i$  dengan menggunakan persamaan (2-30) adalah

$$K_i = 0.644 + 0.148 n$$

Besarnya  $n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$

Untuk grid dengan bentuk persegi, maka nilai  $n_b = n_c = n_d = 1$  sedangkan  $n_a$  menurut persamaan (2-31) adalah

$$n_a = \frac{2 \cdot L_G}{L_K}$$

$$\text{Bila } L_G = 191 \text{ m}$$

$$L_K = 2(48+21)$$

$$= 138 \text{ m}$$

Sehingga

$$n_a = \frac{2 \cdot 191}{138}$$

$$= 2,77$$

$$n = 2,77 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1$$

$$= 2,77$$

Maka nilai  $K_i$  adalah

$$K_i = 0.644 + 0.148 \cdot 2,77$$

$$= 1,053$$

$$\approx 1,05$$

Dengan memasukkan data-data diatas ke dalam persamaan (2-28), maka besarnya tegangan sentuh sebenarnya adalah

$$E_{\text{sentuh maks}} = \frac{\rho K_m K_i I}{L}$$

$$E_{\text{sentuh maks}} = \frac{75 \cdot 1,20 \cdot 1,05 \cdot 2500}{317}$$

$$= 746,86 \text{ V}$$

$$\approx 747 \text{ V}$$

Nilai tegangan sentuh sebenarnya yang diperoleh mendekati nilai tegangan langkah yang diijinkan yaitu sebesar 746,86 V, sehingga konfigurasi yang diperoleh adalah konfigurasi pentanahan gardu induk dengan jumlah kebutuhan konduktor yang minimal untuk gardu induk sistem 70 kV

#### 4.13.4.2 Tegangan Langkah Sebenarnya

Data-data yang diperlukan di dalam perhitungan tegangan langkah sebenarnya pada gardu induk sistem 70 kV ini antara lain

$$I = 2500 \text{ A}$$

$$L_{\text{TOTAL}} = 317 \text{ m}$$

$$\rho = 75 \Omega\text{-m}$$

$$D = 16,50 \text{ m}$$

$$h = 3 \text{ m}$$

$$N = 4$$

$$K_i = 1,05$$

Nilai  $K_s$  dengan menggunakan persamaan (2-37) adalah

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{N-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{3,14} \left[ \frac{1}{2 \cdot 3} + \frac{1}{16,50 + 3} + \frac{1}{16,50} (1 - 0,5^{4-2}) \right]$$

$$= 0,086$$

Dengan demikian besarnya tegangan langkah sebenarnya dengan memasukkan data-data yang diperoleh ke dalam persamaan (2-36) adalah

$$E_{\text{Langkah maks}} = \frac{\rho K_s K_i I}{L_{\text{TOTAL}}}$$

$$E_{\text{Langkah maks}} = \frac{75 \cdot 0,086 \cdot 1,05 \cdot 2500}{317}$$
$$= 53,59 \text{ V}$$

Nilai tegangan langkah sebenarnya yang diperoleh jauh di bawah nilai tegangan langkah yang diijinkan yaitu sebesar 2448 V.

#### **4.14 Kebutuhan Konduktor Pentanahan Peralatan Gardu Induk 70 kV dengan Adanya Penurunan Tegangan Sentuh Sebenarnya Sebesar 5 %**

Bila nilai tegangan sentuh sebenarnya di dalam gardu induk 70 kV diatas diturunkan besarnya, maka penurunan tersebut akan berdampak pada banyaknya konduktor yang dibutuhkan sesuai dengan tingkat tegangan sentuh yang diinginkan. Pada perhitungan sebelumnya telah diperoleh panjang total konduktor minimal sebesar 317 m dengan nilai tegangan sentuh sebesar 746 V. Dalam pembahasan ini, nilai tegangan sentuh sebenarnya akan diturunkan sebesar 5% dari nilai tegangan sentuh sebenarnya yang telah diperoleh sehingga dapat diketahui berapa panjang konduktor yang diperlukan dengan adanya penurunan nilai tegangan sentuh tersebut.

Besarnya tegangan sentuh sebenarnya setelah diturunkan sebesar 5% dari hasil perhitungan sebelumnya adalah

$$= 746,86 - (5\% \times 746,86)$$
$$= 746,86 - 37,3$$
$$= 709,517 \text{ V}$$
$$\approx 709,52 \text{ V}$$

Pengurangan nilai tegangan sentuh ini akan berpengaruh terhadap jumlah konduktor pentanahan yang diperlukan. Semakin rendah nilai tegangan sentuh sebenarnya terhadap nilai tegangan sentuh yang diijinkan maka banyaknya konduktor pentanahan yang diperlukan juga akan semakin bertambah. Oleh sebab itu, dengan bertambahnya jumlah konduktor pentanahan dan luas lahan gardu induk yang tetap serta konfigurasi pentanahan grid yang digunakan adalah bentuk persegi, maka pengurangan nilai tegangan sentuh sebenarnya dapat dilakukan dengan mengubah-ubah konfigurasi pentanahan gridnya.

Perubahan konfigurasi grid ini hanya meliputi perubahan jarak antar konduktor grid (D), sedangkan untuk kedalaman penanaman konduktor grid (h) dan diameter konduktor (d) adalah tetap sesuai dengan perhitungan sebelumnya.

Di dalam hasil perhitungan untuk setiap perubahan konfigurasi dengan bentuk grid persegi gardu induk 70 kV yang terletak pada bagian lampiran 4 tabel 1, pengurangan sebesar 5 % ini akan berpengaruh terhadap jarak antar konduktor grid dari yang semula jaraknya 16,50 m menjadi 14,40 m. Kebutuhan konduktor grid untuk jarak yang baru ini adalah

$$\begin{aligned}
 \text{- jumlah konduktor utama (N)} &= \frac{48}{14,40} + 1 \\
 &= 4,33 \\
 &\approx 4 \text{ buah}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{- jumlah konduktor melintang} &= \frac{21}{14,40} + 1 \\
 &= 2,44 \\
 &\approx 2 \text{ buah}
 \end{aligned}$$

sehingga panjang konduktor pentanahan grid karena adanya pengurangan nilai tegangan sentuh sebenarnya ini menjadi

$$\begin{aligned}
 \text{- Panjang konduktor utama} &= 4,33 \times 21 \\
 &= 90,93 \text{ m} \\
 &\approx 91 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{- Panjang konduktor melintang} &= 2,46 \times 48 \\
 &= 118,08 \text{ m} \\
 &\approx 118 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{- Panjang total konduktor grid} &= 91 + 118 \\
 &= 209 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Penurunan nilai tegangan sentuh ini menyebabkan adanya peningkatan panjang konduktor grid dari 191 m menjadi 209 m dengan penambahan panjang konduktor sebesar 18 m.

Besarnya tegangan sentuh sebenarnya dengan konfigurasi yang baru ini adalah sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 K_{ii} &= \frac{1}{(2.4)^2} \\
 &= 0,369 \\
 &\approx 0,37
 \end{aligned}$$

$$K_h = 2,00$$

$$L_{TOTAL} = L_{Grid} + L_{rod}$$

$$= 209 + 126$$

$$= 335 \text{ m}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[ \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[ \frac{8}{\pi(2N-1)} \right] \right\}$$

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot 3,14} \left\{ \ln \left[ \frac{14,40^2}{16 \cdot 3 \cdot 0,004} + \frac{(14,40 + 2 \cdot 3)^2}{8 \cdot 14,40 \cdot 0,004} - \frac{3}{4 \cdot 0,004} \right] + \frac{0,37}{2,00} \ln \left[ \frac{8}{3,14(2 \cdot 4 - 1)} \right] \right\}$$

$$= 1,16$$

$$n_a = \frac{2 \cdot 209}{138}$$

$$= 3,03$$

$$n = 3,03 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1$$

$$= 3,03$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot 3,03$$

$$= 1,09$$

Maka,

$$E_{\text{sentuh maks}} = \frac{75 \cdot 1,16 \cdot 1,09 \cdot 2500}{335}$$

$$= 709,47 \text{ V}$$

$$\approx 709 \text{ V}$$

Sedangkan besarnya tegangan langkah sebenarnya setelah adanya perubahan konfigurasi pentanahan grid diatas menjadi

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{3,14} \left[ \frac{1}{2 \cdot 3} + \frac{1}{14,40 + 3} + \frac{1}{14,40} (1 - 0,5^{4-2}) \right]$$

$$= 0,081$$

$$K_i = 1,09$$

Maka,

$$E_{\text{Langkah maks}} = \frac{75 \cdot 0,081 \cdot 1,09 \cdot 2500}{335}$$

$$= 49,52 \text{ V}$$

Pertambahan panjang konduktor yang digunakan ini juga akan berpengaruh terhadap nilai tahanan pentanahan yang dihasilkan. Nilai tahanan pentanahan gardu induk 70 kV dengan perubahan konfigurasi tersebut adalah

Diketahui nilai  $R_R$  dari perhitungan sebelumnya sebesar  $0,04 \Omega$ , sedangkan nilai  $R_G$  dengan adanya perubahan konfigurasi ini adalah

$$R_G = \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln \left( \frac{2L_G}{a'} \right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 \right]$$

$$R_G = \frac{75}{3,14 \cdot 209} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 209}{0,11} \right) + 1,09 \cdot \frac{209}{\sqrt{1008}} - 4,91 \right]$$

$$= 1,19 \Omega$$

Sehingga nilai tahanan mutual dan tahanan kombinasinya adalah

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln \left( \frac{2L_G}{L_r} \right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right]$$

$$R_m = \frac{75}{3,14 \cdot 209} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 209}{3} \right) + 1,09 \cdot \frac{209}{\sqrt{1008}} - 4,91 + 1 \right]$$

$$= 0,938 \Omega$$

$$= 0,94 \Omega$$

Maka tahanan kombinasinya adalah

$$R_K = \frac{R_R R_G - R_m^2}{R_R + R_G - 2 R_m}$$

$$R_K = \frac{0,04 \cdot 1,19 - 0,94^2}{0,04 + 1,19 - 2 \cdot 0,94}$$

$$= 1,248 \Omega$$

$$= 1,28 \Omega$$

Setelah adanya penambahan jumlah konduktor pentanahan grid diatas dari 191 m menjadi 209 m, total panjang konduktor pentanahan setelah dikombinasikan dengan pentanahan batang meningkat dari 317 m menjadi 335 m Panjang total konduktor pentanahan batang sendiri adalah tetap sesuai dengan perhitungan kebutuhan minimal pentanahan batang yaitu sebanyak 42 buah dengan panjang total sebesar 126 m. Peningkatan jumlah konduktor ini mempengaruhi nilai tahanan pentanahan gardu induk menjadi semakin lebih baik dari nilai  $1,35 \Omega$  menjadi  $1,28 \Omega$ .

#### 4.15 Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 150 kV

Luas lahan gardu induk yang diperoleh dari perhitungan luas minimal berdasarkan jarak pisah minimal untuk sistem 150 kV diatas adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}\text{Panjang} &= 73,40 \text{ m} \\ \text{Lebar} &= 23,60 \text{ m} \\ \text{Luas}_{\text{GI } 150 \text{ kV}} &= 1732,24 \text{ m}^2\end{aligned}$$

Untuk memudahkan dalam penentuan jarak antar konduktor grid dalam perencanaan pentanahan ini maka ukuran tersebut diatas dibulatkan menjadi:

$$\begin{aligned}\text{Panjang} &= 73 \text{ m} \\ \text{Lebar} &= 24 \text{ m} \\ \text{Sehingga luas gardu induk menjadi} \\ \text{Luas}_{\text{GI } 150 \text{ kV}} &= 1752 \text{ m}^2\end{aligned}$$

##### 4.15.1 Ukuran Minimal Konduktor Pentanahan

Ukuran konduktor pentanahan dalam pembahasan ini dibedakan menjadi 2 macam yaitu ukuran konduktor grid dan ukuran konduktor batang.

###### 4.15.1.1 Ukuran Minimal Konduktor Grid

Pada perencanaan pentanahan untuk sistem 150 kV ini, jenis konduktor yang digunakan pada pentanahan grid adalah jenis *copper clad steel wire*. Data-data jenis konduktor pentanahan tersebut diperoleh dari tabel konstanta material pada lampiran 1.

Data-data tersebut antara lain:

$$\begin{aligned}T_m &= 1084 \text{ }^\circ\text{C} \\ T_a &= 40 \text{ }^\circ\text{C} \\ K_0 &= 245 \text{ }^\circ\text{C} \\ t_c &= 0,3 \text{ s} \\ \alpha_r &= 0,00378 \\ \rho_r &= 4,40 \text{ } \mu\Omega\text{-cm} \\ \text{TCAP} &= 3,85 \text{ (J/cm}^3\text{.}^\circ\text{C)}\end{aligned}$$

Besarnya arus gangguan satu fasa ke tanah adalah 10% - 25% dari arus hubung singkat tiga fasa dengan ketentuan bahwa pentanahan titik netral sistem dilakukan dengan menggunakan tahanan pentanahan. Dalam tabel arus hubung singkat tiga fasa pada lampiran 3, diketahui besarnya arus hubung singkat untuk sistem 150 kV adalah

40 kA. Jika besarnya arus gangguan satu fasa ke tanah tersebut diambil yang terbesar yaitu 25% dari arus hubung singkat tiga fasa maka besarnya arus gangguan satu fasa ke tanah adalah sebesar 10 kA. Dengan demikian luas penampang konduktor pentanahan grid dengan menggunakan persamaan (2-39) adalah

$$A_{mm^2} = 10 \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{3,85 \cdot 10^{-4}}{0,3 \cdot 0,00378 \cdot 4,40}\right) \ln\left(\frac{245 + 1084}{245 + 40}\right)}}$$

$$= 29,00 \text{ mm}^2$$

Dengan menggunakan persamaan (2-40), maka diameter dari konduktor pentanahan grid adalah

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 29,00}{3,14}}$$

$$= 6,08 \text{ mm}$$

$$\approx 6,00 \text{ mm}$$

#### 4.15.1.2 Ukuran Minimal Konduktor Batang

Sedangkan untuk pentanahan batang, jenis konduktor yang digunakan berdasarkan tabel konstanta material adalah jenis *cooper clad steel rod*. Berdasarkan tabel konstanta material pada lampiran 1, maka data-data yang diperlukan dalam perhitungan antara lain

$$T_m = 1084 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_a = 40 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$K_0 = 245 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_c = 0,3 \text{ s}$$

$$\alpha_r = 0,00378$$

$$\rho_r = 8,62 \text{ } \mu\Omega\text{-cm}$$

$$\text{TCAP} = 3,85 \text{ (J/cm}^3\text{.}^\circ\text{C)}$$

Dengan besar arus gangguan ke tanah sebesar 10 kA, maka ukuran minimal konduktor batang sesuai dengan persamaan (2-39) adalah

$$A_{mm^2} = 10 \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{3,85 \cdot 10^{-4}}{0,3 \cdot 0,00378 \cdot 8,62}\right) \ln\left(\frac{245 + 1084}{245 + 40}\right)}}$$

$$= 40,60 \text{ mm}^2$$

Sehingga diameter konduktor menurut persamaan (2-40) adalah

$$\begin{aligned}d &= \sqrt{\frac{4 \cdot 40,60}{3,14}} \\ &= 7,19 \text{ mm} \\ &\approx 7,00 \text{ mm}\end{aligned}$$

#### **4.15.2 Kebutuhan Minimal Pentanahan Gardu Induk Sistem 150 kV Berdasarkan Nilai Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah**

Pada gardu induk sistem 150 kV, banyak sedikitnya konduktor pentanahan yang diperlukan tidak terlepas dari besar kecilnya tegangan sentuh dan tegangan langkah di dalam gardu induk. Di dalam prakteknya, nilai tegangan sentuh dan tegangan langkah tidak boleh melebihi nilai tegangan sentuh dan tegangan langkah yang diijinkan. Nilai tegangan sentuh di dalam gardu induk biasanya lebih besar dari nilai tegangan langkahnya. Oleh karena itu, perhitungan kebutuhan minimal konduktor pentanahan ini didasarkan pada tingkat tegangan sentuh yang ada, sedangkan nilai tegangan langkahnya akan mengikuti dengan sendirinya selama tidak melebihi batas yang diijinkan.

Tidak berbeda dengan sistem 70 kV, kebutuhan konduktor minimal ini ditentukan oleh konfigurasi pentanahan yang menghasilkan nilai tegangan sentuh sebenarnya yang mendekati atau sama dengan nilai tegangan sentuh yang diijinkan. Komponen-komponen dalam perhitungan tegangan sentuh seperti luas lahan gardu induk, kedalaman penanaman konduktor dan diameter konduktor adalah tetap, sehingga penentuan konfigurasi pentanahan minimal dilakukan dengan mengatur jarak antar konduktor grid (D). Besarnya tegangan sentuh dan tegangan langkah yang diijinkan akan diberikan pada sub bab berikut ini.

##### **4.15.2.1 Tegangan Sentuh yang Diijinkan**

Bila diketahui berat orang 70 kg dan lama gangguan adalah 0,30 detik maka besarnya arus fibrilasi menurut persamaan (2-25) adalah

$$\begin{aligned}I_k &= \frac{0,157}{\sqrt{0,30}} \\ &= 0,29 \text{ A}\end{aligned}$$

Data-data yang diperlukan dalam perhitungan tegangan sentuh yang diijinkan untuk sistem 150 kV ini adalah

$$R_K = 1000 \Omega$$

$$\rho = 75 \Omega\text{-m}$$

$$\rho_s = 3000 \Omega\text{-m untuk lapisan permukaan dengan menggunakan batu kerikil}$$

$$h_s = 0,10 \text{ m}$$

sedangkan  $C_s$  dapat ditentukan dengan persamaan (2-38) seperti di bawah ini

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left( 1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09}$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left( 1 - \frac{75}{3000} \right)}{2 \cdot 0,10 + 0,09}$$

$$= 0,70$$

Maka, tegangan sentuh yang diijinkan berdasarkan persamaan (2-27) dengan menggunakan lapisan permukaan setebal 0,10 m adalah

$$E_{Sentuh} = (R_K + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot I_k$$

$$E_{Sentuh} = (1000 + 1,5 \cdot 0,70 \cdot 3000) \cdot 0,29$$

$$= 1203,5 \text{ V}$$

#### 4.15.2.1 Tegangan Langkah yang Diijinkan

Dengan menggunakan data-data yang sama pada perhitungan tegangan sentuh yang diijinkan diatas maka besarnya tegangan langkah yang diijinkan sesuai dengan persamaan (2-35) adalah

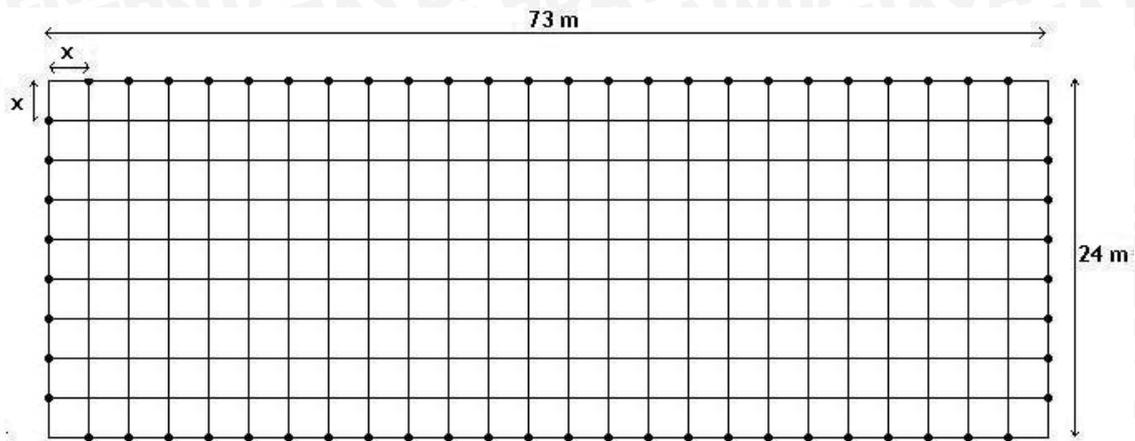
$$E_{Langkah} = (R_K + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot I_k$$

$$E_{Langkah} = (1000 + 6 \cdot 0,70 \cdot 3000) \cdot 0,29$$

$$= 3944 \text{ V}$$

#### 4.15.3 Konfigurasi Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 150 kV

Bentuk pentanahan kombinasi grid dan rod pada gardu induk sistem 150 kV adalah seperti pada gambar berikut ini



Gambar 4.4 Bentuk pentanahan kombinasi grid dan rod sistem 150 kV  
 Sumber: IEEE Std. 80-2000 Guide for Safety In AC Substation Grounding: 135

Bentuk grid yang digunakan adalah bentuk persegi sehingga jarak antar konduktor baik untuk konduktor utama maupun konduktor melintang adalah sama yaitu sebesar  $x$  m seperti terlihat pada gambar 4.4 diatas.

#### 4.15.3.1 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 150 kV

Dengan memperhatikan gambar konfigurasi pentanahan gardu induk sistem 150 kV diatas, maka tingkat kebutuhan minimal konduktor pentanahan khususnya untuk pentanahan grid dapat dilakukan dengan merubah jarak antar konduktor baik konduktor utama maupun konduktor melintang sehingga diperoleh suatu konfigurasi pentanahan grid yang memberikan nilai tegangan sentuh sebenarnya mendekati atau sama dengan nilai tegangan sentuh yang diijinkan. Perubahan jarak antar konduktor pada penggunaan bentuk grid persegi ini akan berpengaruh terhadap jumlah konduktor utama dan konduktor melintang. Jika jarak antar konduktor semakin rapat maka jumlah konduktor utama dan konduktor melintang semakin banyak jumlahnya dan sebaliknya jika jarak antar konduktor semakin renggang maka konduktor yang diperlukan semakin sedikit jumlahnya.

Berdasarkan tabel 2 lampiran 4, konfigurasi pentanahan grid gardu induk 150 kV yang menghasilkan tingkat kebutuhan konduktor pentanahan grid minimal dan nilai tegangan sentuh sebenarnya mendekati atau hampir sama dengan nilai tegangan langkah yang diijinkan mempunyai jarak antar konduktor grid sebesar 4,43 m. Maka, banyaknya konduktor grid yang diperlukan untuk luas lahan gardu induk sistem 150 kV diatas dengan jarak antar konduktor sebesar 4,43 m adalah

$$\begin{aligned}
 \text{- jumlah konduktor utama (N)} &= \frac{73}{4,43} + 1 \\
 &= 17,48 \\
 &\approx 17 \text{ buah} \\
 \text{- jumlah konduktor melintang} &= \frac{24}{4,43} + 1 \\
 &= 6,42 \\
 &\approx 6 \text{ buah}
 \end{aligned}$$

Setelah diperoleh jumlah konduktor utama dan melintang, langkah selanjutnya adalah menghitung panjang total konduktor grid. Pada perhitungan ini, jumlah yang dimasukkan ke dalam perhitungan adalah nilai sebenarnya bukan nilai yang diperoleh karena adanya pembulatan sehingga pada akhirnya nanti panjang total konduktor yang diperoleh merupakan panjang total minimal konduktor grid yang memang diperlukan untuk gardu induk sistem 150 kV.

$$\begin{aligned}
 \text{- Panjang konduktor utama} &= 17,48 \times 24 \\
 &= 419,52 \text{ m} \\
 \text{- Panjang konduktor melintang} &= 6,42 \times 73 \\
 &= 468,66 \text{ m} \\
 \text{- Panjang total konduktor grid} &= 419,52 + 468,66 \\
 &= 888,18 \\
 &\approx 888 \text{ m}
 \end{aligned}$$

#### 4.15.3.2 Tahanan Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 150 kV

Panjang total konduktor pentanahan grid yang merupakan kebutuhan minimal gardu induk sistem 150 kV adalah 888 m. Sedangkan luas lahan gardu induk dengan ukuran panjang dan lebar diketahui sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 \text{Panjang} &= 73 \text{ m} \\
 \text{Lebar} &= 24 \text{ m} \\
 \text{Luas}_{\text{GI 150 kV}} &= 1752 \text{ m}^2
 \end{aligned}$$

Data-data yang diperlukan dalam perhitungan tahanan pentanahan grid gardu induk 150 kV ini antara lain :

$$\begin{aligned}
 \rho &= 75 \Omega\text{-m} \\
 A &= 1752 \text{ m}^2 \\
 L_G &= 888 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 d &= 0,006 \text{ m} \\
 h &= 0,1 \times \sqrt{A} \\
 &= 0,1 \times \sqrt{1752} \\
 &= 4,19 \text{ m} \\
 &\approx 4,00 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Maka nilai tahanan pentanahan grid gardu induk sistem 150 kV adalah seperti di bawah ini

Nilai  $K_1$  berdasarkan persamaan (2-45) adalah

$$\begin{aligned}
 Y_B &= -0,05 X + 1,20 \\
 &= -0,05 \cdot \left(\frac{73}{24}\right) + 1,20 \\
 &= 1,05
 \end{aligned}$$

Sedangkan nilai  $K_2$  berdasarkan persamaan (2-50) adalah

$$\begin{aligned}
 Y_B &= 0,10 X + 4,68 \\
 &= 0,10 \cdot \left(\frac{73}{24}\right) + 4,68 \\
 &= 4,98
 \end{aligned}$$

maka besarnya tahanan pentanahan grid menurut persamaan (2-47) dan (2-48) adalah

$$\begin{aligned}
 a' &= \sqrt{4,00 \cdot 0,006} \\
 &= 0,155 \\
 &\approx 0,16
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 R_G &= \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln\left(\frac{2L_G}{a'}\right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 \right] \\
 R_G &= \frac{75}{3,14 \cdot 888} \left[ \ln\left(\frac{2 \cdot 888}{0,16}\right) + 1,05 \cdot \frac{888}{\sqrt{1752}} - 4,98 \right] \\
 &= 0,715 \Omega \\
 &\approx 0,72 \Omega
 \end{aligned}$$

#### 4.15.3.3 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 150 kV

Besarnya kerapatan arus menurut persamaan (2-41) dengan memasukkan data-data berikut ini adalah



$$\begin{aligned}
 d &= 7 \text{ mm} \\
 \delta &= 1,75 \times 10^6 \text{ watt-detik/m}^3/^\circ\text{C} \\
 \theta &= 50^\circ\text{C} \\
 \rho &= 75 \Omega\text{-m} \\
 t &= 0,3 \text{ s}
 \end{aligned}$$

maka,

$$\begin{aligned}
 i &= 3,1414 \cdot 10^{-5} \cdot 7 \sqrt{\frac{1,75 \cdot 10^6 \cdot 50}{75 \cdot 0,30}} \\
 &= 0,4336 \\
 &\approx 0,43 \text{ amp/cm}
 \end{aligned}$$

Panjang satu batang konduktor diambil panjang 3 m dengan pertimbangan faktor kemudahan dalam pemasangan dibandingkan konduktor batang yang lebih panjang, sehingga jumlah minimal batang yang diperlukan untuk arus gangguan sebesar 10 kA sesuai dengan persamaan (2-42) adalah

$$\begin{aligned}
 \sum_{\text{batang konduktor}} &= \frac{10000}{3 \cdot 0,43 \cdot 100} \\
 &= 77,52 \\
 &\approx 78 \text{ batang}
 \end{aligned}$$

Sehingga panjang total konduktor batang adalah

$$\begin{aligned}
 &= 78 \times 3 \\
 &= 234 \text{ m}
 \end{aligned}$$

#### 4.15.3.4 Tahanan Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 150 kV

Data-data yang diperlukan dalam perhitungan tahanan pentanahan batang antara lain:

$$\begin{aligned}
 \rho &: 75 \Omega\text{-m} \\
 A &: 1752 \text{ m}^2 \\
 N_R &: 78 \text{ batang} \\
 L_R &: 234 \text{ m} \\
 L_T &: 3 \text{ m} \\
 d &: 0,007 \text{ m} \\
 K_1 &: 1,05
 \end{aligned}$$

Dengan menggunakan persamaan (2-43) maka besarnya tahanan pentanahan batang dapat dihitung sebagai berikut

$$R_R = \frac{\rho}{2 \pi N_R L_R} \left[ \ln \left( \frac{8L_R}{d} \right) - 1 + \frac{2L_r}{\sqrt{A}} K_1 (\sqrt{N_R} - 1)^2 \right]$$

$$R_R = \frac{75}{2.3,14.78.234} \left[ \ln \left( \frac{8.234}{0,007} \right) - 1 + \frac{2.3}{\sqrt{1752}} \cdot 1,05 (\sqrt{78} - 1)^2 \right]$$

$$= 0,014 \Omega$$

#### 4.15.3.5 Tahanan Mutual Grid Rod

Besarnya tahanan mutual antara pentanahan grid dan rod dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2-52) berikut ini,

Data-data yang diperlukan antara lain:

$$L_G = 888 \text{ m}$$

$$L_r = 3 \text{ m}$$

$$A = 1752 \text{ m}^2$$

$$K_1 = 1,05$$

$$K_2 = 4,98$$

$$\rho = 75 \Omega\text{-m}$$

Maka,

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln \left( \frac{2L_G}{L_r} \right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right]$$

$$R_m = \frac{75}{3,14.888} \left[ \ln \left( \frac{2.888}{3} \right) + 1,05 \cdot \frac{888}{\sqrt{1752}} - 4,98 + 1 \right]$$

$$= 0,66 \Omega$$

#### 4.15.3.6 Tahanan Kombinasi Grid dan Rod

Tahanan kombinasi merupakan nilai tahanan total pentanahan pada gardu induk sistem 150 kV. Dengan memasukkan besarnya tahanan grid, tahanan batang, dan tahanan mutual ke dalam persamaan (2-53), maka besarnya tahanan pentanahan gardu induk sistem 150 kV adalah

$$R_K = \frac{R_R R_G - R_m^2}{R_R + R_G - 2 R_m}$$

Dari perhitungan sebelumnya diperoleh :

$$R_G = 0,72 \Omega$$

$$R_R = 0,014 \Omega$$

$$R_m = 0,66 \Omega$$

Maka,

$$R_K = \frac{R_R R_G - R_m^2}{R_R + R_G - 2 R_m}$$

$$R_K = \frac{0,014 \cdot 0,72 - 0,66^2}{0,014 + 0,72 - 2 \cdot 0,66}$$

$$= 0,726 \Omega$$

$$\approx 0,73 \Omega$$

Pada gardu induk 150 kV, nilai tahanan pentanahan yang diperoleh sebesar 0,73  $\Omega$ . Sesuai dengan IEEE Std. 80-2000 maka nilai tahanan yang diperoleh tersebut telah memenuhi ketentuan yang berlaku yaitu besarnya tahanan pentanahan gardu induk skala besar adalah  $\leq 1 \Omega$ .

#### 4.15.4 Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah Sebenarnya

Di dalam gardu induk, besarnya nilai tegangan sentuh dan tegangan langkah sebenarnya tidak boleh melebihi nilai tegangan sentuh dan tegangan langkah yang diijinkan. Akan tetapi dalam penentuan kebutuhan minimal ini, besarnya tegangan sentuh sebenarnya diusahakan mendekati atau hampir sama dengan tegangan sentuh yang diijinkan, sehingga dapat diperoleh sebuah konfigurasi pentanahan gardu induk yang minimal.

##### 4.15.4.1 Tegangan Sentuh Sebenarnya

Langkah-langkah perhitungan untuk mendapatkan nilai tegangan sentuh sebenarnya adalah sebagai berikut :

Data-data yang digunakan dalam perhitungan antara lain :

$$I = 10000 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} L_{\text{TOTAL}} &= L_G + L_R \\ &= 888 + 234 \end{aligned}$$

$$= 1122 \text{ m}$$

$$\rho = 75 \Omega\text{-m}$$

$$D = 4,43 \text{ m}$$

$$h = 4 \text{ m}$$

$$N = 17$$

$$d = 0,006 \text{ m}$$

Nilai  $K_m$ ,  $K_{ii}$ ,  $K_h$  berturut-turut sesuai dengan persamaan (2-29), (2-32) dan (2-33) adalah sebagai berikut

Untuk  $K_{ii}$  besarnya,

$$\begin{aligned} K_{ii} &= \frac{1}{(2N)^{\frac{2}{N}}} \\ &= \frac{1}{(2 \cdot 17)^{\frac{2}{17}}} \\ &= 0,68 \end{aligned}$$

Sedangkan  $K_h$ ,

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

Jika  $h_0 = 1 \text{ m}$

Maka,

$$\begin{aligned} K_h &= \sqrt{1 + \frac{4}{1}} \\ &= 2,24 \end{aligned}$$

Sehingga besarnya  $K_m$  adalah

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[ \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[ \frac{8}{\pi(2N-1)} \right] \right\}$$

$$\begin{aligned} K_m &= \frac{1}{2 \cdot 3,14} \left\{ \ln \left[ \frac{4,43^2}{16 \cdot 3 \cdot 0,006} + \frac{(4,43 + 2 \cdot 4)^2}{8 \cdot 4,43 \cdot 0,006} - \frac{3}{4 \cdot 0,006} \right] + \frac{0,68}{2,24} \ln \left[ \frac{8}{3,14(2 \cdot 17 - 1)} \right] \right\} \\ &= 0,90 \end{aligned}$$

Sedangkan nilai  $K_i$  dengan menggunakan persamaan (2-30) adalah

$$K_i = 0,644 + 0,148 n$$

Besarnya  $n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$

Untuk grid dengan bentuk persegi nilai  $n_b = n_c = n_d = 1$  sedangkan  $n_a$  menurut persamaan (2-31) adalah

$$n_a = \frac{2 \cdot L_G}{L_K}$$

$$\begin{aligned} \text{Bila } L_G &= 888 \text{ m} \\ L_K &= 2 (73+24) \\ &= 194 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\text{Maka } n_a = \frac{2 \cdot 888}{194}$$

$$= 9,15$$

$$n = 9,15 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1$$

$$= 9,15$$

Sehingga nilai  $K_i$  adalah

$$K_i = 0.644 + 0.148 \cdot 9,15$$

$$= 1,998$$

$$\approx 2,00$$

Dengan memasukkan data-data diatas ke dalam persamaan (2-28), maka besarnya tegangan sentuh sebenarnya adalah

$$E_{\text{sentuh maks}} = \frac{\rho K_m K_i I}{L}$$

$$E_{\text{sentuh maks}} = \frac{75 \cdot 0,90 \cdot 2,00 \cdot 10000}{1122}$$

$$= 1203,2 \text{ V}$$

Nilai tegangan sentuh sebenarnya yang diperoleh dari perhitungan diatas besarnya 1203,2 V. Nilai yang diperoleh ini mendekati nilai tegangan sentuh yang diijinkan sebesar 1203,5 V sehingga konfigurasi pentanahan yang diperoleh merupakan konfigurasi yang menunjukkan kebutuhan minimal konduktor pentanahan pada gardu induk. Disamping itu, konfigurasi pentanahan ini juga masih memenuhi syarat pentanahan gardu induk karena nilai tegangan sentuh sebenarnya tidak melebihi nilai tegangan sentuh yang diijinkan

#### 4.15.4.2 Tegangan Langkah Sebenarnya

Data-data yang diperlukan antara lain

$$I = 10000 \text{ A}$$

$$L_{\text{TOTAL}} = 1122 \text{ m}$$

$$\rho = 75 \Omega\text{-m}$$

$$D = 4,43 \text{ m}$$

$$h = 4 \text{ m}$$

$$N = 17$$

$$K_i = 2,00$$

Nilai  $K_s$  dengan menggunakan persamaan (2-37) adalah

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{N-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{3,14} \left[ \frac{1}{2 \cdot 4} + \frac{1}{4,43 + 4} + \frac{1}{4,43} (1 - 0,5^{17-2}) \right]$$

$$= 0,191$$

Dengan demikian besarnya tegangan langkah sebenarnya dengan memasukkan data-data yang diperoleh ke dalam persamaan (2-36) adalah

$$E_{\text{Langkah maks}} = \frac{\rho K_s K_i I}{L_{\text{TOTAL}}}$$

$$E_{\text{Langkah maks}} = \frac{75 \cdot 0,191 \cdot 2,00 \cdot 10000}{1122}$$

$$= 256,26 \text{ V}$$

Nilai tegangan langkah sebenarnya yang diperoleh sebesar 256,26 V berada jauh di bawah nilai tegangan langkah yang diijinkan, sehingga konfigurasi ini telah memenuhi ketentuan pentanahan gardu induk yang diijinkan.

#### 4.16 Kebutuhan Konduktor Pentanahan Gardu Induk 150 kV dengan Adanya Penurunan Tegangan Sentuh Sebenarnya Sebesar 5 %

Penurunan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 5% dari nilai yang diperoleh pada perhitungan sebelumnya akan mempengaruhi banyaknya konduktor pentanahan yang dibutuhkan sesuai dengan tingkat tegangan sentuh yang ingin dicapai. Pada perhitungan sebelumnya telah diperoleh panjang total konduktor minimal yang diperlukan dengan nilai tegangan sentuh sebesar 1203,2 V. Jika nilai tersebut diturunkan sebesar 5% dari nilai yang diperoleh sebelumnya, maka nilainya menjadi

$$= 1203,2 - (5\% \times 1203,2)$$

$$= 1203,2 - 120,32$$

$$= 1143,74 \text{ V}$$

Pengurangan nilai tegangan sentuh ini akan berpengaruh terhadap jumlah konduktor pentanahan yang diperlukan. Semakin rendah nilai tegangan sentuh

sebenarnya terhadap nilai tegangan sentuh yang diijinkan maka banyaknya konduktor pentanahan yang diperlukan juga akan semakin bertambah. Oleh sebab itu, dengan bertambahnya jumlah konduktor pentanahan dan pentanahan grid berbentuk persegi, maka dengan luas lahan gardu induk yang tetap, pengurangan nilai tegangan sentuh sebenarnya dapat dilakukan dengan mengatur jarak antar konduktor gridnya.

Perubahan konfigurasi grid ini hanya meliputi perubahan jarak antar konduktor grid (D), sedangkan untuk kedalaman penanaman konduktor grid (h) dan diameter konduktor (d) adalah tetap seperti hasil perhitungan sebelumnya.

Di dalam hasil perhitungan untuk setiap perubahan konfigurasi pentanahan grid dengan bentuk grid persegi pada gardu induk 150 kV yang terletak pada tabel 2 lampiran 4, pengurangan sebesar 5 % ini akan berpengaruh terhadap jarak antar konduktor grid dari yang semula jaraknya 4,43 m menjadi 3,00 m. Jumlah konduktor grid untuk jarak antar konduktor grid yang baru ini adalah

$$\text{- jumlah konduktor utama (N)} = \frac{73}{3,00} + 1$$

$$= 25,33$$

$$\approx 25 \text{ buah}$$

$$\text{- jumlah konduktor melintang} = \frac{24}{3,00} + 1$$

$$= 9 \text{ buah}$$

sehingga panjang konduktor pentanahan grid karena adanya pengurangan nilai tegangan sentuh sebenarnya ini menjadi

$$\text{- Panjang konduktor utama} = 25,33 \times 24$$
$$= 607,92 \text{ m}$$

$$\text{- Panjang konduktor melintang} = 9 \times 73$$
$$= 657 \text{ m}$$

$$\text{- Panjang total konduktor grid} = 607,92 + 657$$
$$= 1264,92$$

$$\approx 1265 \text{ m}$$

Penurunan nilai tegangan sentuh ini menyebabkan adanya peningkatan panjang konduktor grid dari 888 m menjadi 1265 m dengan penambahan panjang konduktor grid sebesar 377 m.

Besarnya tegangan sentuh sebenarnya dengan konfigurasi yang baru ini adalah sebagai berikut

$$K_{ii} = \frac{1}{(2.25)^{25}}$$

$$= 0,734$$

$$\approx 0,73$$

$$K_h = 2,24$$

$$L_{TOTAL} = L_{Grid} + L_{rod}$$

$$= 1265 + 234$$

$$= 1499 \text{ m}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[ \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[ \frac{8}{\pi(2N-1)} \right] \right\}$$

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot 3,14} \left\{ \ln \left[ \frac{3,00^2}{16 \cdot 3 \cdot 0,006} + \frac{(3,00 + 2 \cdot 3)^2}{8 \cdot 3,00 \cdot 0,006} - \frac{3}{4 \cdot 0,006} \right] + \frac{0,40}{2,00} \ln \left[ \frac{8}{3,14(2 \cdot 25 - 1)} \right] \right\}$$

$$= 0,89$$

$$n_a = \frac{2 \cdot 1265}{138}$$

$$= 13,04$$

$$n = 13,04 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1$$

$$= 13,04$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 \cdot 13,04$$

$$= 2,57$$

Maka,

$$E_{sentuh maks} = \frac{75 \cdot 0,89 \cdot 2,57 \cdot 10000}{1499}$$

$$= 1143,74 \text{ V}$$

Sedangkan besarnya tegangan langkah sebenarnya setelah adanya perubahan konfigurasi pentanahan grid diatas menjadi

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{N-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{3,14} \left[ \frac{1}{2 \cdot 3} + \frac{1}{3,00 + 3} + \frac{1}{3,00} (1 - 0,5^{25-2}) \right]$$

$$= 0,149$$

$$K_i = 2,57$$

Maka,

$$E_{Langkah\ maks} = \frac{75 \cdot 0,149 \cdot 2,57 \cdot 10000}{1499}$$

$$= 191,90\text{ V}$$

Pertambahan panjang konduktor yang digunakan ini juga akan berpengaruh terhadap nilai tahanan pentanahan yang dihasilkan. Diketahui nilai  $R_R$  dari perhitungan sebelumnya sebesar  $0,014\ \Omega$ , sedangkan  $R_G$  dengan adanya perubahan panjang konduktor adalah

$$R_G = \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln\left(\frac{2L_G}{a'}\right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 \right]$$

$$R_G = \frac{75}{3,14 \cdot 888} \left[ \ln\left(\frac{2 \cdot 888}{0,11}\right) + 1,05 \cdot \frac{888}{\sqrt{1752}} - 4,98 \right]$$

$$= 0,686\ \Omega$$

$$\approx 0,69\ \Omega$$

Sehingga nilai tahanan mutual dan tahanan kombinasinya adalah

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln\left(\frac{2L_G}{L_r}\right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right]$$

$$R_m = \frac{75}{3,14 \cdot 888} \left[ \ln\left(\frac{2 \cdot 888}{3}\right) + 1,05 \cdot \frac{888}{\sqrt{1752}} - 4,98 + 1 \right]$$

$$= 0,664\ \Omega$$

$$\approx 0,66\ \Omega$$

Maka tahanan kombinasinya adalah

$$R_K = \frac{R_R R_G - R_m^2}{R_R + R_G - 2 R_m}$$

$$R_K = \frac{0,014 \cdot 0,69 - 0,66^2}{0,014 + 0,69 - 2 \cdot 0,66}$$

$$= 0,691\ \Omega$$

$$\approx 0,69\ \Omega$$

Dengan adanya penurunan nilai tegangan sentuh sebesar 5%, maka terjadi peningkatan kebutuhan konduktor grid dari 888 m menjadi 1265 m. Setelah dikombinasikan dengan panjang konduktor batang yang nilainya tetap yaitu 234 m maka total panjang konduktor pentanahan meningkat dari 1122 m menjadi 1499 m.

Peningkatan panjang total konduktor pentanahan ini mempengaruhi nilai tahanan pentanahan gardu induk menjadi semakin lebih baik dari nilai  $0,73 \Omega$  menjadi  $0,69 \Omega$

#### 4.17 Pentanahan Peralatan Gardu Induk sistem 500 kV

Pada perhitungan luas minimal gardu induk 500 kV berdasarkan jarak pisah minimal diatas, diperoleh ukuran panjang dan lebar minimal gardu induk sebagai berikut :

Panjang	= 257,62 m
Lebar	= 87,20 m
Luas $GI_{500\text{ kV}}$	= 22464,46 m <sup>2</sup>

Untuk memudahkan dalam penentuan jarak antar konduktor dalam perencanaan pentanahan ini maka ukuran tersebut diatas dibulatkan menjadi:

Panjang	= 258 m
Lebar	= 87 m
Luas $GI_{500\text{ kV}}$	= 22446 m <sup>2</sup>

##### 4.17.1 Ukuran Minimal Konduktor Pentanahan

Konduktor yang digunakan dalam pentanahan peralatan gardu induk 500 kV terdiri dari 2 macam konduktor yaitu konduktor grid dan konduktor batang.

##### 4.17.1.1 Ukuran Minimal Konduktor Grid

Pada perencanaan pentanahan untuk sistem 500 kV ini, jenis konduktor yang digunakan pada pentanahan grid adalah jenis *copper clad steel wire*. Data-data yang diperlukan diperoleh dari tabel konstanta material pada lampiran 1. Data-data tersebut antara lain:

$T_m$	= 1084 °C
$T_a$	= 40 °C
$K_0$	= 245 °C
$t_c$	= 0,1 s
$\alpha_r$	= 0,00378
$\rho_r$	= 4,40 $\mu\Omega\text{-cm}$
TCAP	= 3,85 (J/cm <sup>3</sup> .°C)

Pada gardu induk sistem 500 kV ini, digunakan arus gangguan sebesar 40 kA. Sehingga luas penampang dari konduktor pentanahan grid dengan menggunakan persamaan (2-39) adalah

$$A_{mm^2} = 40 \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{3,85 \cdot 10^{-4}}{0,1 \cdot 0,00378 \cdot 4,40}\right) \ln\left(\frac{245 + 1084}{245 + 40}\right)}}$$

$$= 67,00 \text{ mm}^2$$

Dengan menggunakan persamaan (2-40), maka diameter dari konduktor pentanahan grid adalah

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 67,00}{3,14}}$$

$$= 9,24 \text{ mm}$$

$$\approx 9,00 \text{ mm}$$

#### 4.17.1.2 Ukuran Minimal Konduktor Batang

Sedangkan untuk pentanahan batang, jenis konduktor yang digunakan berdasarkan tabel konstanta material pada lampiran 1 adalah jenis *cooper clad steel rod*.

Data-data yang diperlukan dalam perhitungan antara lain

$$T_m = 1084 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_a = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$K_0 = 245 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_c = 0,1 \text{ s}$$

$$\alpha_r = 0,00378$$

$$\rho_r = 8,62 \text{ } \mu\Omega\text{-cm}$$

$$\text{TCAP} = 3,85 \text{ (J/cm}^3 \cdot \text{ }^{\circ}\text{C)}$$

Berdasarkan persamaan (2-39) dan (2-40) maka diameter konduktor batang dengan arus gangguan sebesar 40 kA adalah sebagai berikut

$$A_{mm^2} = 40 \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{3,85 \cdot 10^{-4}}{0,1 \cdot 0,00378 \cdot 8,62}\right) \ln\left(\frac{245 + 1084}{245 + 40}\right)}}$$

$$= 93,68 \text{ mm}^2$$

Sehingga

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 93,68}{3,14}}$$

$$= 10,92 \text{ mm}$$

$$\approx 11 \text{ mm}$$

#### 4.17.2 Kebutuhan Minimal Pentanahan Gardu Induk Sistem 500 kV Berdasarkan Nilai Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah

Pada gardu induk sistem 500 kV, banyak sedikitnya konduktor pentanahan yang diperlukan tidak terlepas dari besar kecilnya tegangan sentuh dan tegangan langkah di dalam gardu induk. Nilai tegangan sentuh di dalam gardu induk biasanya lebih kecil daripada nilai tegangan langkahnya sehingga nilai tegangan sentuh menjadi dasar dalam menentukan konfigurasi pentanahan yang seminimal mungkin.

Sama dengan sistem 70 kV dan 150 kV, kebutuhan konduktor minimal gardu induk 500 kV ditentukan oleh konfigurasi pentanahan yang menghasilkan nilai tegangan sentuh sebenarnya mendekati atau sama dengan nilai tegangan sentuh yang diijinkan. Komponen-komponen dalam perhitungan tegangan sentuh seperti luas lahan gardu induk, kedalaman penanaman konduktor dan diameter konduktor adalah tetap, sehingga penentuan konfigurasi pentanahan minimal dilakukan dengan mengatur jarak antar konduktor grid (D).

##### 4.17.2.1 Tegangan Sentuh yang Diijinkan

Bila diketahui berat orang 70 kg dan lama gangguan adalah 0,10 detik maka besarnya arus fibrilasi menurut persamaan (2-27) adalah

$$I_k = \frac{0,157}{\sqrt{0,10}}$$

$$= 0,4965 \text{ A}$$

$$\approx 0,50$$

Data-data yang diperlukan dalam perhitungan tegangan sentuh yang diijinkan untuk sistem 500 kV ini adalah

$$R_K = 1000 \Omega$$

$$\rho = 75 \Omega\text{-m}$$

$$\rho_s = 3000 \Omega\text{-m untuk lapisan permukaan dengan menggunakan batu kerikil}$$

$$h_s = 0,10 \text{ m}$$

besarnya  $C_s$  sesuai dengan persamaan (2-38) adalah

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left( 1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09}$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left( 1 - \frac{75}{3000} \right)}{2 \cdot 0,10 + 0,09}$$

$$= 0,70$$

Maka, tegangan sentuh yang diijinkan berdasarkan persamaan (2-27) dengan menggunakan lapisan permukaan setebal 0,10 m adalah

$$E_{Sentuh} = (R_K + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot I_k$$

$$E_{Sentuh} = (1000 + 1,5 \cdot 0,70 \cdot 3000) \cdot 0,50$$

$$= 2075 \text{ V}$$

#### 4.17.2.1 Tegangan Langkah yang Diijinkan

Dengan menggunakan data-data yang sama pada perhitungan tegangan sentuh yang diijinkan diatas maka besarnya tegangan langkah yang diijinkan sesuai dengan persamaan (2-35) adalah

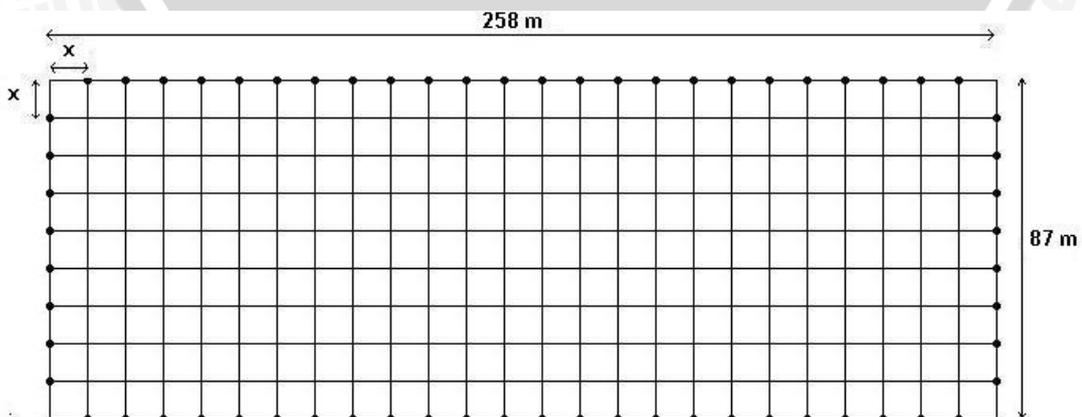
$$E_{Langkah} = (R_K + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot I_k$$

$$E_{Langkah} = (1000 + 6 \cdot 0,70 \cdot 3000) \cdot 0,50$$

$$= 6800 \text{ V}$$

#### 4.17.3 Konfigurasi Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 500 kV

Bentuk pentanahan kombinasi grid dan rod pada gardu induk sistem 500 kV adalah seperti pada gambar berikut ini



Gambar 4.5 Bentuk pentanahan kombinasi grid dan rod sistem 500 kV  
 Sumber: IEEE Std. 80-2000 Guide for Safety In AC Substation Grounding: 135

Dengan menggunakan bentuk grid persegi maka jarak antar konduktor pada konduktor utama dan konduktor melintang dibuat sama yaitu sebesar  $x$  m.

#### 4.17.3.1 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Grid Gardu Induk Sistem 500 kV

Dengan memperhatikan gambar konfigurasi pentanahan gardu induk sistem 500 kV diatas, maka tingkat kebutuhan minimal konduktor pentanahan akan diperoleh jika konfigurasi pentanahan yang digunakan memberikan nilai tegangan sentuh sebenarnya mendekati atau sama dengan nilai tegangan sentuh yang diijinkan. Konfigurasi tersebut dapat diperoleh dengan mengatur jarak antar konduktor grid baik untuk konduktor utama maupun konduktor melintang.

Perubahan jarak antar konduktor pada penggunaan bentuk grid persegi ini akan berpengaruh terhadap jumlah konduktor utama dan konduktor melintang. Berdasarkan tabel 3 lampiran 4, konfigurasi pentanahan grid gardu induk 500 kV yang menghasilkan nilai tegangan sentuh sebenarnya mendekati atau sama dengan nilai tegangan langkah yang diijinkan mempunyai jarak antar konduktor grid sebesar 23,25 m. Maka, banyaknya konduktor grid yang diperlukan untuk luas lahan gardu induk sistem 500 kV diatas dengan jarak antar konduktor tersebut adalah

$$\begin{aligned}
 \text{- jumlah konduktor utama (N)} &= \frac{258}{23,25} + 1 \\
 &= 12,10 \\
 &\approx 12 \text{ buah} \\
 \text{- jumlah konduktor melintang} &= \frac{87}{23,25} + 1 \\
 &= 4,74 \\
 &\approx 5 \text{ buah}
 \end{aligned}$$

Setelah diperoleh jumlah konduktor utama dan melintang, maka panjang konduktor grid minimal yang diperlukan adalah sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 \text{- Panjang konduktor utama} &= 12,10 \times 87 \\
 &= 1052,42 \text{ m} \\
 \text{- Panjang konduktor melintang} &= 4,74 \times 258 \\
 &= 1223,42 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \approx 1223 \text{ m} \\
 \text{- Panjang total konduktor grid} & = 1052,42 + 1223,42 \\
 & = 2275,84 \\
 & \approx 2276 \text{ m}
 \end{aligned}$$

#### 4.17.3.2 Tahanan Pentanahan Grid

Dalam perhitungan tahanan grid ini, konduktor ditanam dengan kedalaman sebesar  $0,1 \times$  akar kuadrat luas area pentanahan sesuai dengan IEEE Std 80-2000.

Panjang konduktor grid yang digunakan pada gardu induk 500 kV adalah 2276 m

Data-data yang diperlukan dalam perhitungan tahanan pentanahan grid diatas antara lain :

$$\begin{aligned}
 \rho & = 75 \Omega\text{-m} \\
 A & = 22446 \text{ m}^2 \\
 L_G & = 2276 \text{ m} \\
 d & = 0,009 \text{ m} \\
 h & = 0,1 \times \sqrt{A} \\
 & = 0,1 \times \sqrt{21141} \\
 & = 14,54 \text{ m} \\
 & \approx 15 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Nilai  $K_1$  ditentukan oleh persamaan (2-45) di bawah ini

$$\begin{aligned}
 Y_B & = -0,05 X + 1,20 \\
 & = -0,05 \cdot \left(\frac{258}{87}\right) + 1,20 \\
 & = 1,05
 \end{aligned}$$

Sedangkan nilai  $K_2$  ditentukan berdasarkan persamaan (2-50) berikut ini

$$\begin{aligned}
 Y_B & = 0,10 X + 4,68 \\
 & = 0,10 \cdot \left(\frac{258}{87}\right) + 4,68 \\
 & = 4,98
 \end{aligned}$$

Sehingga besarnya tahanan pentanahan grid menurut persamaan (2-47) dan (2-48) adalah

$$\begin{aligned}
 a' & = \sqrt{15,00 \cdot 0,009} \\
 & = 0,37
 \end{aligned}$$

$$R_G = \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln \left( \frac{2L_G}{a} \right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 \right]$$

$$R_G = \frac{75}{3,14 \cdot 2276} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 2276}{0,37} \right) + 1,05 \cdot \frac{2276}{\sqrt{22446}} - 4,98 \right]$$

$$= 0,214 \Omega$$

$$\approx 0,21 \Omega$$

#### 4.17.3.3 Kebutuhan Minimal Konduktor Pentanahan Batang Gardu Induk Sistem 500 kV

Besarnya kerapatan arus menurut persamaan (2-41) dengan memasukkan data-data berikut ini adalah

$$d = 11 \text{ mm}$$

$$\delta = 1,75 \times 10^6 \text{ watt-detik/m}^3/^\circ\text{C}$$

$$\theta = 50^\circ\text{C}$$

$$\rho = 75 \Omega\text{-m}$$

$$t = 0,1 \text{ s}$$

maka,

$$i = 3,1414 \cdot 10^{-5} \cdot 11 \sqrt{\frac{1,75 \cdot 10^6 \cdot 50}{75 \cdot 0,1}}$$

$$= 1,18 \text{ amp/cm}$$

Dengan menggunakan panjang satu batang konduktor 3 m, maka jumlah minimal batang yang diperlukan untuk arus gangguan sebesar 40 kA sesuai dengan persamaan (2-42) adalah

$$\sum_{\text{batang konduktor}} = \frac{40000}{3 \cdot 1,18 \cdot 100}$$

$$= 112,99$$

$$\approx 113 \text{ batang}$$

Sehingga panjang total konduktor batang adalah

$$= 113 \times 3$$

$$= 339 \text{ m}$$

#### 4.17.3.4 Tahanan Pentanahan Batang

Data-data yang diperlukan dalam perhitungan tahanan pentanahan batang antara lain:

$$\begin{aligned}\rho &= 75 \Omega\text{-m} \\ A &= 22446 \text{ m}^2 \\ N_R &= 113 \text{ batang} \\ L_R &= 339 \text{ m} \\ L_r &= 3 \text{ m} \\ d &= 0,011 \text{ m}\end{aligned}$$

Dengan menggunakan persamaan (2-43) maka besarnya tahanan pentanahan batang dapat dihitung sebagai berikut

$$\begin{aligned}R_R &= \frac{\rho}{2 \pi n_R L_R} \left[ \ln\left(\frac{8L_R}{d}\right) - 1 + \frac{2 L_r}{\sqrt{A}} K_1 (\sqrt{N_R} - 1)^2 \right] \\ R_R &= \frac{75}{2 \cdot 3,14 \cdot 113 \cdot 339} \left[ \ln\left(\frac{8 \cdot 339}{0,011}\right) - 1 + \frac{2 \cdot 3}{\sqrt{22446}} \cdot 1,05 (\sqrt{113} - 1)^2 \right] \\ &= 0,0048 \Omega \\ &\approx 0,005 \Omega\end{aligned}$$

#### 4.17.3.5 Tahanan Mutual Grid Rod

Total tahanan pentanahan kombinasi grid dan rod dipengaruhi oleh besarnya tahanan mutual antara kedua macam pentanahan tersebut. Besarnya tahanan mutual antara pentanahan grid dan rod dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2-52) berikut ini,

Data-data yang diperlukan antara lain:

$$\begin{aligned}L_G &= 2276 \text{ m} \\ L_r &= 3 \text{ m} \\ A &= 22446 \text{ m}^2 \\ K_1 &= 1,05 \\ K_2 &= 4,98 \\ \rho &= 75 \Omega\text{-m}\end{aligned}$$

Maka,

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln\left(\frac{2L_G}{L_r}\right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right]$$

$$R_m = \frac{75}{3,14 \cdot 2276} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 2276}{3} \right) + 1,05 \cdot \frac{2276}{\sqrt{22446}} - 4,98 + 1 \right]$$

$$= 0,202 \Omega$$

$$\approx 0,20 \Omega$$

#### 4.17.3.6 Tahanan Kombinasi Grid dan Rod

Tahanan kombinasi merupakan nilai tahanan pentanahan yang diperoleh pada gardu induk sistem 70 kV diatas. Dengan memasukkan besarnya tahanan grid, tahanan batang, dan tahanan mutual ke dalam persamaan (2-53), maka besarnya tahanan pentanahan gardu induk sistem 500 kV adalah

$$R_K = \frac{R_R R_G - R_m^2}{R_R + R_G - 2 R_m}$$

Dari perhitungan sebelumnya diperoleh :

$$R_G = 0,21 \Omega$$

$$R_R = 0,005 \Omega$$

$$R_m = 0,20 \Omega$$

Maka,

$$R_K = \frac{0,005 \cdot 0,21 - 0,20^2}{0,005 + 0,21 - 2 \cdot 0,20}$$

$$= 0,21 \Omega$$

Pada gardu induk 500 kV dengan konfigurasi pentanahan minimal memberikan nilai pentanahan yang rendah yaitu  $0,21 \Omega$ , sehingga memenuhi syarat pentanahan gardu induk skala besar yaitu  $\leq 1\Omega$ .

#### 4.17.4 Tegangan Sentuh dan Tegangan Langkah Sebenarnya Gardu Induk 500 kV

Perhitungan kebutuhan pentanahan peralatan minimal gardu induk 500 kV ini didasarkan pada nilai tegangan sentuh sebenarnya. Konfigurasi pentanahan minimal akan diperoleh jika nilai tegangan sentuh sebenarnya yang dihasilkan mendekati atau sama dengan nilai tegangan sentuh yang diijinkan.

##### 4.17.4.1 Tegangan Sentuh Sebenarnya

Langkah-langkah perhitungan untuk mendapatkan nilai tegangan sentuh sebenarnya diberikan adalah sebagai berikut :

Data-data yang digunakan dalam perhitungan antara lain :

$$I = 40000 \text{ A}$$

$$L_{\text{TOTAL}} = L_G + L_R \\ = 2276 + 339$$

$$= 2615 \text{ m}$$

$$\rho = 75 \Omega\text{-m}$$

$$D = 23,25 \text{ m}$$

$$h = 15 \text{ m}$$

$$N = 12$$

$$d = 0,011 \text{ m}$$

Nilai  $K_m$ ,  $K_{ii}$ ,  $K_h$  berturut-turut sesuai dengan persamaan (2-29), (2-32) dan (2-33) adalah sebagai berikut

Untuk  $K_{ii}$  besarnya,

$$K_{ii} = \frac{1}{(2N)^{\frac{2}{N}}} \\ = \frac{1}{(2 \cdot 12)^{\frac{2}{12}}} \\ = 0,59$$

Sedangkan  $K_h$ ,

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

Jika  $h_0 = 1 \text{ m}$

Maka,

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{15}{1}} \\ = 4,00$$

Sehingga besarnya  $K_m$  adalah

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[ \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[ \frac{8}{\pi(2N-1)} \right] \right\}$$



$$K_m = \frac{1}{2.3,14} \left\{ \ln \left[ \frac{23,25^2}{16.15.0,011} + \frac{(23,25 + 2.15)^2}{8.23,25.0,011} - \frac{15}{4.0,011} \right] + \frac{0,59}{4,00} \ln \left[ \frac{8}{3,14(2.12 - 1)} \right] \right\}$$

$$= 1,116$$

$$\approx 1,12$$

Sedangkan nilai  $K_i$  dengan menggunakan persamaan (2-30) adalah

$$K_i = 0.644 + 0.148 n$$

$$\text{Besarnya } n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

Untuk grid dengan bentuk persegi nilai  $n_b = n_c = n_d = 1$  sedangkan  $n_a$  menurut persamaan (2-31) adalah

$$n_a = \frac{2 \cdot L_G}{L_K}$$

$$\text{Bila } L_G = 2276 \text{ m}$$

$$L_K = 2(258 + 87) \\ = 690 \text{ m}$$

$$\text{Maka, } n_a = \frac{2 \cdot 2276}{690}$$

$$= 6,597$$

$$\approx 6,60$$

Sehingga,

$$n = 6,60 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1$$

$$= 6,60$$

Sehingga nilai  $K_i$  adalah

$$K_i = 0.644 + 0.148 \cdot 6,60$$

$$= 1,62$$

Dengan memasukkan data-data diatas ke dalam persamaan (2-28), maka besarnya tegangan sentuh sebenarnya adalah

$$E_{\text{sentuh maks}} = \frac{\rho K_m K_i I}{L}$$

$$E_{\text{sentuh maks}} = \frac{75 \cdot 1,12 \cdot 1,62 \cdot 40000}{2615}$$

$$= 2074,97 \text{ V}$$

Nilai tegangan sentuh sebenarnya yang diperoleh dari konfigurasi minimal pentanahan peralatan gardu induk 500 kV hampir sama dengan nilai tegangan sentuh

sebenarnya yaitu 2074,97 V. Dengan demikian konfigurasi pentanahan yang digunakan ini merupakan kebutuhan minimal di dalam gardu induk 500 kV.

#### 4.17.4.2 Tegangan Langkah Sebenarnya

Data-data yang diperlukan antara lain

$$I = 40000 \text{ A}$$

$$L_{\text{TOTAL}} = 2615 \text{ m}$$

$$\rho = 75 \Omega\text{-m}$$

$$D = 23,25 \text{ m}$$

$$h = 15 \text{ m}$$

$$N = 12$$

$$K_i = 1,62$$

Nilai  $K_s$  dengan menggunakan persamaan (2-37) adalah

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{N-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{3,14} \left[ \frac{1}{2 \cdot 15} + \frac{1}{23,25 + 15} + \frac{1}{23,25} (1 - 0,5^{12-2}) \right]$$

$$= 0,036$$

Dengan demikian besarnya tegangan langkah sebenarnya dengan memasukkan data-data yang diperoleh ke dalam persamaan (2-36) adalah

$$E_{\text{Langkah maks}} = \frac{\rho K_s K_i I}{L_{\text{TOTAL}}}$$

$$E_{\text{Langkah maks}} = \frac{75 \cdot 0,036 \cdot 1,62 \cdot 40000}{2615}$$

$$= 66,92 \text{ V}$$

Nilai tegangan langkah sebenarnya yang diperoleh berada jauh di bawah nilai tegangan langkah yang diijinkan yaitu sebesar 6800 V.

#### 4.18 Kebutuhan Konduktor Pentanahan Gardu Induk 500 kV dengan Adanya Penurunan Tegangan Sentuh Sebenarnya Sebesar 5 %

Pada perhitungan sebelumnya telah diperoleh konfigurasi pentanahan grid minimal dengan nilai tegangan sentuh sebesar 2074,97 V. Jika nilai tersebut diturunkan sebesar 5% dari nilai yang diperoleh sebelumnya, maka nilainya menjadi

$$= 2074,97 - (5\% \times 2074,97)$$

$$= 2074,97 - 103,75$$

$$= 1971,22 \text{ V}$$

$$\approx 1971 \text{ V}$$

Pengurangan nilai tegangan sentuh ini akan berpengaruh terhadap jumlah konduktor pentanahan yang diperlukan. Oleh sebab itu, dengan bertambahnya jumlah konduktor pentanahan dan pentanahan grid berbentuk persegi, maka dengan luas lahan gardu induk yang tetap, pengurangan nilai tegangan sentuh sebenarnya dapat dilakukan dengan mengatur jarak antar konduktor gridnya.

Perubahan konfigurasi grid ini dilakukan dengan mengubah-ubah jarak antar konduktor grid baik untuk konduktor utama maupun konduktor melintang dengan perubahan yang sama yaitu sebesar  $x$  m.

Di dalam hasil perhitungan untuk setiap perubahan konfigurasi pentanahan grid dengan bentuk grid persegi pada gardu induk 500 kV yang terdapat dalam tabel 3 lampiran 4, pengurangan sebesar 5 % ini akan berpengaruh terhadap jarak antar konduktor grid dari yang awalnya berjarak 23,25 m menjadi 19,30 m. Jumlah konduktor grid untuk jarak yang baru ini adalah

$$\text{- jumlah konduktor utama (N)} = \frac{258}{19,30} + 1$$

$$= 14,37$$

$$\approx 14 \text{ buah}$$

$$\text{- jumlah konduktor melintang} = \frac{87}{19,30} + 1$$

$$= 5,51 \text{ buah}$$

$$\approx 6 \text{ buah}$$

sehingga panjang konduktor pentanahan grid karena adanya pengurangan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 5% ini adalah

$$\text{- Panjang konduktor utama} = 14,37 \times 87$$

$$= 1250,14 \text{ m}$$

$$\text{- Panjang konduktor melintang} = 5,51 \times 258$$

$$= 1421,30 \text{ m}$$

$$\text{- Panjang total konduktor grid} = 1250,14 + 1421,30$$

$$= 2671,44$$

$$\approx 2671 \text{ m}$$

Penurunan nilai tegangan sentuh ini menyebabkan adanya peningkatan panjang konduktor grid dari 2276 m menjadi 2671 m dengan penambahan panjang konduktor grid sebesar 395 m.

Besarnya tegangan sentuh sebenarnya dengan konfigurasi yang baru ini adalah sebagai berikut

$$K_{ii} = \frac{1}{(2.14)^{\frac{2}{14}}}$$

$$= 0,629$$

$$\approx 0,63$$

$$K_h = 4,00$$

$$L_{TOTAL} = L_{Grid} + L_{rod}$$

$$= 2671 + 234$$

$$= 3010 \text{ m}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[ \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[ \frac{8}{\pi(2N-1)} \right] \right\}$$

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot 3,14} \left\{ \ln \left[ \frac{19,30^2}{16 \cdot 3 \cdot 0,011} + \frac{(19,30 + 2 \cdot 3)^2}{8 \cdot 19,30 \cdot 0,011} - \frac{3}{4 \cdot 0,011} \right] + \frac{0,63}{4,00} \ln \left[ \frac{8}{3,14(2 \cdot 14 - 1)} \right] \right\}$$

$$= 1,105$$

$$\approx 1,11$$

$$n_a = \frac{2 \cdot 2671}{690}$$

$$= 7,74$$

$$n = 7,74 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1$$

$$= 7,74$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 \cdot 7,74$$

$$= 1,79$$

Maka,

$$E_{sentuh \text{ maks}} = \frac{75 \cdot 1,11 \cdot 1,79 \cdot 40000}{3010}$$

$$= 1970,86 \text{ V}$$

$$\approx 1971 \text{ V}$$

Sedangkan besarnya tegangan langkah sebenarnya setelah adanya perubahan konfigurasi pentanahan grid diatas menjadi

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{N-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{3,14} \left[ \frac{1}{2 \cdot 15} + \frac{1}{19,30 + 15} + \frac{1}{19,30} (1 - 0,5^{14-2}) \right]$$

$$= 0,033$$

$$K_i = 1,79$$

$$E_{Langkah maks} = \frac{75 \cdot 0,033 \cdot 1,79 \cdot 40000}{3010}$$

$$= 58,87 \text{ V}$$

Pertambahan panjang konduktor yang digunakan ini juga akan berpengaruh terhadap nilai tahanan pentanahan yang dihasilkan. Nilai tahanan pentanahan gardu induk 70 kV dengan perubahan konfigurasi tersebut adalah

Diketahui nilai  $R_R$  dari perhitungan sebelumnya sebesar  $0,005 \Omega$ , sedangkan  $R_G$  dengan adanya perubahan panjang konduktor grid adalah

$$R_G = \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln \left( \frac{2L_G}{a} \right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 \right]$$

$$R_G = \frac{75}{3,14 \cdot 2671} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 2671}{0,11} \right) + 1,05 \cdot \frac{2671}{\sqrt{22446}} - 4,98 \right]$$

$$= 0,208 \Omega$$

Sehingga nilai tahanan mutual dan tahanan kombinasinya adalah

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_G} \left[ \ln \left( \frac{2L_G}{L_r} \right) + K_1 \frac{L_G}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right]$$

$$R_m = \frac{75}{3,14 \cdot 2671} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 2671}{3} \right) + 1,05 \cdot \frac{2671}{\sqrt{22446}} - 4,98 + 1 \right]$$

$$= 0,198 \Omega$$

Maka tahanan kombinasinya adalah

$$R_k = \frac{R_R R_G - R_m^2}{R_R + R_G - 2 R_m}$$

$$R_k = \frac{0,005 \cdot 0,208 - 0,198^2}{0,005 + 0,208 - 2 \cdot 0,198}$$

$$= 0,208 \Omega$$

repository.ub.ac.id

Dengan adanya penurunan nilai tegangan sentuh sebesar 5%, maka terjadi peningkatan kebutuhan konduktor grid dari 2276 m menjadi 2671 m. Setelah dikombinasikan dengan panjang konduktor batang yang nilainya tetap yaitu 339 m maka total panjang konduktor pentanahan meningkat dari 2615 m menjadi 3010 m. Peningkatan panjang total konduktor pentanahan ini mempengaruhi nilai tahanan pentanahan gardu induk menjadi semakin lebih baik dari nilai 0,21  $\Omega$  menjadi 0,208  $\Omega$

#### **4.19 Kebutuhan Luas Lahan untuk Penambahan Satu Peralatan di Dalam Gardu Induk**

Di dalam perkembangannya, kebutuhan akan tenaga listrik dan kualitas penyediaan tenaga listrik akan semakin meningkat. Untuk memenuhi kedua hal tersebut maka gardu induk juga harus melakukan perkembangan dan perbaikan di sisi fasilitas dan peralatan tenaga listrik yang digunakan. Salah satunya adalah dengan melakukan penambahan peralatan baik peralatan utama seperti transformator maupun peralatan-peralatan hubung (switchgear) seperti pemisah dan pemutus.

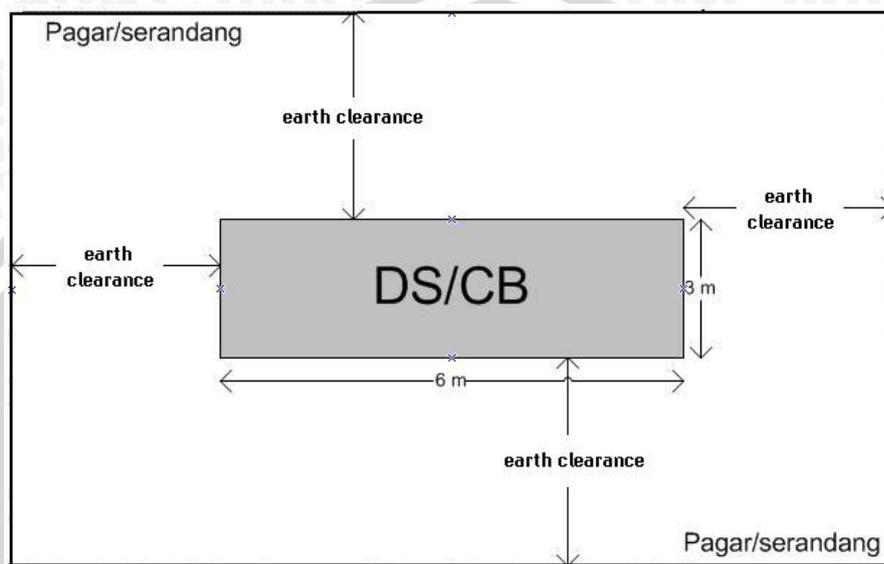
Penambahan peralatan di dalam gardu induk ini harus memperhatikan letak peralatan yang akan ditambahkan terhadap peralatan lainnya maupun bagian-bagian di dalam gardu induk lainnya. Di dalam pembahasan ini, penambahan peralatan dibedakan menjadi dua yaitu penambahan peralatan yang dekat dengan bagian gardu induk yang ditanahkan dan tidak bertegangan pada keadaan normal dan penambahan peralatan yang dekat dengan bagian yang bertegangan.

##### **4.19.1 Peralatan yang Ditambahkan Dekat dengan Bagian Gardu Induk yang Ditanahkan**

Dalam pembahasan ini, jenis peralatan yang akan ditambahkan adalah peralatan hubung (switchgear) seperti pemisah dan pemutus. Dimensi dari peralatan dan pemisah yang digunakan diperoleh dari rata-rata hasil pengukuran di lapangan yaitu sebagai berikut

Pemisah (DS):	Panjang = 6 m
	Lebar = 3 m
Pemutus (CB)	Panjang = 6 m
	Lebar = 3 m

Sedangkan bagian-bagian gardu induk yang ditanahkan bisa berupa tiang serandang maupun pagar pembatas gardu induk. Untuk menentukan luas yang diperlukan dengan adanya penambahan satu peralatan pemisah atau pemutus ini maka jarak pisah peralatan terhadap bagian yang ditanahkan ini besarnya sama dengan jarak pisah fasa ke tanah (earth clearance) yang besarnya berbeda-beda pada sistem 70 kV, 150 kV dan 500 kV.



Gambar 4.6 Denah lahan untuk satu peralatan pemisah/pemutus terhadap pagar dan serandang (tampak atas)

Sumber: P. V. Gupta, P.S. Satnam. *Substation Design and Equipment* : 264

Dari gambar 4.6 diatas terlihat bahwa peralatan pemutus dan pemisah yang ditambahkan dikelilingi oleh pagar pembatas dan tiang serandang gardu induk.

#### 4.19.1.1 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 70 kV

Pada perhitungan jarak pisah minimal sistem 70 kV diperoleh besarnya jarak pisah fasa ke tanah berdasarkan tegangan surja petir adalah 0,60 m. Sehingga ukuran panjang dan lebar lahan yang diperlukan dengan memperhatikan gambar 4.6 diatas adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Panjang} &= 2(0,60) + 6 \\ &= 7,20 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Lebar} &= 2(0,60) + 3 \\ &= 4,20 \text{ m} \end{aligned}$$

Maka luas yang diperlukan untuk penambahan satu peralatan pemisah atau pemutus pada sistem 70 kV adalah

$$\text{Luas} = 7,20 \times 4,20$$

$$= 30,24 \text{ m}^2$$

#### 4.19.1.2 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 150 kV

Besarnya jarak pisah fasa ke tanah pada gardu induk sistem 150 kV yang diperoleh berdasarkan tegangan surja petir adalah 1,70 m. Sehingga luas lahan yang diperlukan pada penambahan peralatan yang dekat dengan bagian gardu induk yang ditanahkan adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Panjang} &= 2 (1,70) + 6 \\ &= 9,40 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Lebar} &= 2 (1,70) + 3 \\ &= 6,40 \text{ m} \end{aligned}$$

Maka,

$$\begin{aligned} \text{Luas} &= 9,40 \times 6,40 \\ &= 60,16 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

#### 4.19.1.3 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 500 kV

Dari perhitungan jarak pisah minimal pada gardu induk sistem 500 kV, diperoleh jarak pisah fasa ke tanah berdasarkan tegangan surja hubung sebesar 5,42 m. Dengan demikian luas yang diperlukan dengan adanya penambahan satu peralatan yang letaknya dekat dengan bagian lain di dalam gardu induk yang ditanahkan adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Panjang} &= 2 (5,42) + 6 \\ &= 16,84 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Lebar} &= 2 (5,42) + 3 \\ &= 13,84 \text{ m} \end{aligned}$$

Maka,

$$\begin{aligned} \text{Luas} &= 16,84 \times 13,84 \\ &= 233,07 \\ &\approx 233,10 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan luas yang diperlukan pada penambahan peralatan yang dekat dengan bagian yang ditanahkan untuk gardu induk dengan sistem 70 kV, 150 kV, dan 500 kV akan diberikan pada tabel berikut ini

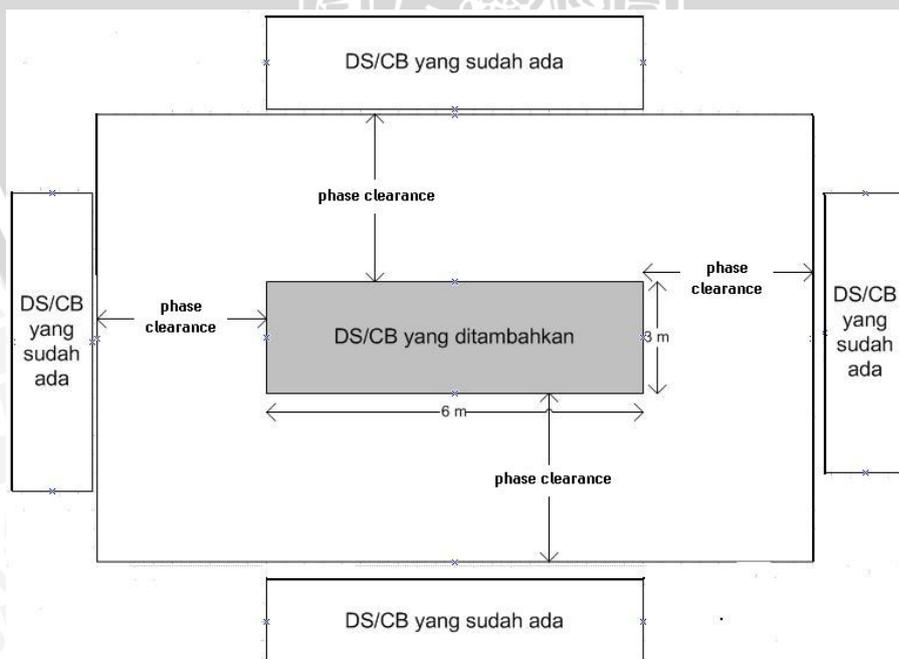
**Tabel 4.4 Luas yang diperlukan pada penambahan peralatan yang dekat dengan bagian yang ditanahkan**

Tegangan (kV)	Jarak pisah fasa ke tanah (m)	Panjang lahan yang diperlukan (m)	Lebar lahan yang diperlukan (m)	Luas lahan yang diperlukan (m <sup>2</sup> )
70	0,60	7,20	4,20	30,24
150	1,70	9,40	6,40	60,16
500	5,42	16,84	13,84	233,10

Sumber: Hasil Perhitungan

**4.19.2 Peralatan yang Ditambahkan Dekat dengan Peralatan lainnya atau Bagian yang Bertegangan pada Gardu Induk**

Jika peralatan yang ditambahkan dekat dengan peralatan lainnya atau dekat dengan bagian yang bertegangan di dalam gardu induk maka luas yang diperlukan dipengaruhi oleh jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance)



Gambar 4.7 Denah lahan untuk satu peralatan pemisah/pemutus terhadap peralatan lainnya (tampak atas)

Sumber: P. V. Gupta, P.S. Satnam. Substation Design and Equipment : 264

Pada gambar 4.7 diatas, terlihat bahwa peralatan yang ditambahkan letaknya dikelilingi oleh peralatan-peralatan lainnya yang bertegangan.

#### 4.19.2.1 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 70 kV

Pada perhitungan jarak pisah minimal di dalam gardu induk diperoleh jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance) sebesar 0,63 m. Dengan jarak pisah fasa ke fasa tersebut maka luas lahan yang diperlukan pada penambahan peralatan yang dekat dengan peralatan atau bagian lainnya yang bertegangan adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}\text{Panjang} &= 2(0,63) + 6 \\ &= 7,26 \text{ m}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Lebar} &= 2(0,63) + 3 \\ &= 4,26 \text{ m}\end{aligned}$$

Maka luas yang diperlukan untuk penambahan peralatan dengan kondisi tersebut diatas adalah

$$\begin{aligned}\text{Luas} &= 7,26 \times 4,26 \\ &= 30,93 \text{ m}^2\end{aligned}$$

#### 4.19.2.2 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 150 kV

Besarnya jarak pisah fasa ke fasa (phase clearance) untuk sistem 150 kV adalah 1,78 m. Sehingga luas lahan yang dibutuhkan untuk penambahan satu buah peralatan yang letaknya dekat dengan peralatan atau bagian lainnya yang bertegangan adalah

$$\begin{aligned}\text{Panjang} &= 2(1,78) + 6 \\ &= 9,56 \text{ m}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Lebar} &= 2(1,78) + 3 \\ &= 6,59 \text{ m}\end{aligned}$$

Maka,

$$\begin{aligned}\text{Luas} &= 9,56 \times 6,56 \\ &= 62,71 \text{ m}^2\end{aligned}$$

#### 4.19.2.3 Luas Lahan untuk Penambahan Peralatan Sistem 500 kV

Untuk sistem 500 kV, besarnya jarak pisah fasa ke fasa yang dihitung berdasarkan tegangan surja hubung adalah 6,48 m. Dengan memperhatikan gambar 4.7

diatas maka luas yang diperlukan pada penambahan satu buah peralatan yang dekat dengan peralatan atau bagian lain di dalam gardu induk yang bertegangan adalah

$$\begin{aligned} \text{Panjang} &= 2(6,48) + 6 \\ &= 18,96 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Lebar} &= 2(6,48) + 3 \\ &= 15,96 \text{ m} \end{aligned}$$

Maka,

$$\begin{aligned} \text{Luas} &= 18,96 \times 15,96 \\ &= 302,60 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan luas lahan untuk penambahan peralatan diberikan di bawah ini

**Tabel 4.5 Luas yang diperlukan pada penambahan peralatan yang dekat dengan peralatan lainnya atau bagian gardu induk yang bertegangan**

Tegangan (kV)	Jarak pisah fasa ke fasa (m)	Panjang lahan yang diperlukan (m)	Lebar lahan yang diperlukan (m)	Luas lahan yang diperlukan (m <sup>2</sup> )
70	0,63	7,26	4,26	30,93
150	1,78	9,56	6,56	62,71
500	6,48	18,96	15,96	302,60

Sumber: Hasil Perhitungan

#### 4.20 Perbandingan Kebutuhan Minimal Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 70 kV, 150 kV, dan 500 kV.

Kebutuhan minimal pentanahan peralatan gardu induk untuk masing-masing sistem tegangan diatas meliputi dua hal yaitu kebutuhan minimal luas lahan dan kebutuhan minimal konduktor pentanahan. Besarnya kedua macam kebutuhan pentanahan peralatan ini masing-masing dipengaruhi oleh faktor yang berbeda. Kebutuhan luas lahan pentanahan dipengaruhi oleh adanya jarak pisah minimal (*minimum clearances*) di dalam gardu induk yang digunakan sebagai dasar dalam perhitungan panjang dan lebar gardu induk hingga diperoleh luas lahan yang seminimal mungkin.

Sedangkan kebutuhan minimal konduktor pentanahan dipengaruhi oleh besarnya nilai tegangan sentuh sebenarnya yang ingin dicapai sebatas tidak melebihi nilai tegangan sentuh yang diijinkan. Nilai tegangan sentuh mempunyai peranan yang sangat penting dalam perencanaan pentanahan gardu induk, hal ini disebabkan karena

biasanya jika nilai tegangan sentuh sebenarnya sudah memenuhi nilai tegangan sentuh yang diijinkan, maka nilai tegangan langkah sebenarnya besarnya tidak pernah melebihi nilai tegangan langkah yang diijinkan. Oleh karena itu, kebutuhan minimal konduktor pentanahan ini diperoleh dengan merencanakan konfigurasi pentanahan yang seminimal mungkin hingga diperoleh nilai tegangan sentuh sebenarnya mendekati atau sama dengan nilai tegangan sentuh yang diijinkan.

Kebutuhan luas lahan untuk gardu induk sistem 70 kV, 150 kV, dan 500 kV yang diperoleh dari perhitungan masing-masing gardu induk diatas berturut-turut adalah 1008 m<sup>2</sup>, 1752 m<sup>2</sup>, 22446 m<sup>2</sup>. Dari luas lahan minimal tersebut, maka konfigurasi pentanahan minimal dapat diperoleh dengan mengatur jarak spasi antar konduktor grid, sedangkan jumlah konduktor batang minimal yang dibutuhkan dalam perencanaan pentanahan peralatan ini adalah tetap untuk setiap perubahan konfigurasi yang dilakukan. Perubahan konfigurasi pentanahan dengan mengatur jarak spasi antar konduktor grid dilakukan mengingat fungsi dari pentanahan grid sendiri yang lebih dimaksudkan untuk meminimalkan bahaya tegangan sentuh dan tegangan langkah di dalam gardu induk selain untuk mendapatkan nilai tahanan pentanahan yang rendah.

Pada gardu induk 70 kV, besarnya tegangan sentuh yang diijinkan adalah 747 V, konfigurasi minimal diperoleh dengan jarak spasi antar konduktor sebesar 16,50 m. Dengan luas lahan minimal yang ada maka panjang minimal konduktor grid diperoleh sebesar 191 m, jika jumlah tersebut digabungkan dengan total tahanan batang sebanyak 42 batang dengan panjang satu batang 3 m, maka total kebutuhan minimal konduktor pentanahan gardu induk 70 kV adalah 317 m. Konfigurasi minimal pentanahan peralatan gardu induk 70 kV ini menghasilkan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 746,86 V dan nilai tegangan langkah sebenarnya sebesar 53,59 V.

Untuk gardu induk 150 kV, dari perhitungan diperoleh nilai tegangan sentuh yang diijinkan sebesar 1203,5 V, untuk mendapatkan panjang konduktor minimal maka konfigurasi pentanahan minimal dilakukan dengan mengatur jarak antar konduktor grid sebesar 4,43 m. Dengan luas lahan minimal yang ada maka diperoleh panjang minimal konduktor grid sebesar 888 m, jika jumlah tersebut digabungkan dengan total tahanan batang sebanyak 78 batang dengan panjang satu batang 3 m, maka total kebutuhan minimal konduktor pentanahan gardu induk 150 kV adalah 1122 m. Konfigurasi minimal pentanahan peralatan gardu induk 150 kV ini menghasilkan nilai tegangan sentuh sebearnya sebesar 1203,19 V dan nilai tegangan langkah sebenarnya sebesar 256,26 V.

Kemudian untuk gardu induk 500 kV, dari perhitungan diperoleh nilai tegangan sentuh yang diijinkan sebesar 2075 V, konfigurasi pentanahan peralatan minimal diperoleh dengan jarak antar konduktor grid sebesar 23,25 m. Dengan luas lahan minimal yang ada maka diperoleh panjang minimal konduktor grid sebesar 2276 m, sehingga total panjang konduktor pentanahan setelah dijumlahkan dengan jumlah konduktor batang sebanyak 113 dan panjang satu batangnya adalah 3 m adalah sebesar 2615 m. Konfigurasi minimal pentanahan peralatan gardu induk 500 kV ini menghasilkan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 2074,97 V dan nilai tegangan langkah sebenarnya sebesar 66,92 V.

Jika diharapkan adanya perbaikan nilai tegangan sentuh sebenarnya yang berarti pula adanya penurunan nilai tegangan sentuh sebenarnya yang diperoleh dari konfigurasi pentanahan minimal diatas maka penurunan nilai tegangan sentuh sebenarnya ini akan mempengaruhi konfigurasi grid yang telah diperoleh sebelumnya. Nilai tegangan sentuh sebenarnya setelah diturunkan sebesar 5% dari nilai yang diperoleh sebelumnya untuk masing-masing gardu induk diatas berturut-turut adalah 709,47 V; 1143,74 V; dan 1970,86 V, sedangkan nilai tegangan langkah sebenarnya dengan adanya konfigurasi pentanahan yang baru ini adalah 49,52 V, 191,90 V, dan 58,87 V. Dengan menggunakan bentuk grid yang sama yaitu bentuk persegi maka perubahan nilai tegangan sentuh ini akan berpengaruh terhadap jarak antar konduktor grid pada konfigurasi pentanahan minimal masing-masing gardu induk diatas.

Jarak antar konduktor grid yang baru untuk gardu induk 70 kV, 150 kV, dan 500 kV berturut-turut adalah 14,40 m, 3,00 m, dan 19,30 m. Panjang total konduktor grid yang diperlukan untuk konfigurasi pentanahan dengan jarak antar konduktor yang baru ini secara berurutan untuk ketiga gardu induk diatas adalah 209 m, 1265 m, dan 2671 m. Dengan demikian terjadi adanya penambahan panjang konduktor grid untuk gardu induk 70 kV sebesar 18 m, untuk gardu induk 150 kV sebesar 377 m, dan untuk gardu induk 500 kV sebesar 395 m. Sehingga, panjang total konduktor pentanahan ketiga gardu induk diatas adalah 335 m, 1499 m, dan 3010 m.

**Tabel 4.6 Perbandingan Kebutuhan Minimal Pentanahan Peralatan Gardu Induk Sistem 70 kV, 150 kV, dan 500 kV**

No.	Parameter	GI 70 kV	GI 150 kV	GI 500 kV
1.	Luas gardu induk	1008 m <sup>2</sup>	1752 m <sup>2</sup>	22446 m <sup>2</sup>
2.	Panjang gardu induk	48 m	73 m	258 m

3.	Lebar gardu induk	21 m	24 m	87 m
4.	Tahanan jenis tanah	75 $\Omega$ -m	75 $\Omega$ -m	75 $\Omega$ -m
5.	Tahanan jenis lapisan permukaan (batu kerikil)	3000 $\Omega$ -m	3000 $\Omega$ -m	3000 $\Omega$ -m
6.	Arus gangguan (I)	2,5 kA	10 kA	40 kA
7.	Lama gangguan (t)	0,75 s	0,30 s	0,10 s
8.	Tegangan langkah yang diijinkan	2448 V	3944 V	6800 V
9.	Tegangan sentuh yang diijinkan	747 V	1203,5 V	2075 V
10.	Pentanahan Grid			
	a. Diameter konduktor grid	4 mm	6 mm	9 mm
	b. Konduktor utama	4 buah	17 buah	12 buah
	c. Konduktor melintang	2 buah	6 buah	5 buah
	d. Total konduktor	191 m	888 m	2276 m
	e. Kedalaman grid	3 m	4 m	15 m
	f. Jarak konduktor grid	16,50 m	4,43 m	23,25 m
	e. Tahanan pentanahan grid	1,22 $\Omega$	0,72 $\Omega$	0,21 $\Omega$
11.	Pentanahan Batang			
	a. Diameter konduktor batang	5 mm	7 mm	11 mm
	b. Kerapatan arus	0,20 amp/cm	0,43 amp/cm	1,18 amp/cm
	c. Jumlah minimal batang pentanahan	42 btg	78 btg	113 btg
	f. Panjang satu batang	3 m	3 m	3 m
	g. Total panjang batang pentanahan	126 m	234 m	339 m
	h. Tahanan pentanahan batang	0,04 $\Omega$	0,014 $\Omega$	0,005 $\Omega$
12.	Total konduktor pentanahan	317 m	1122 m	2615 m
13.	Tahanan mutual	0,94 $\Omega$	0,66 $\Omega$	0,20 $\Omega$
14.	Tahanan pentanahan gardu induk (kombinasi grid dan rod)	1,35 $\Omega$	0,73 $\Omega$	0,21 $\Omega$
15.	Nilai $K_s$	0,08	0,15	0,03
16.	Nilai $K_m$	1,20	0,90	1,12

17.	Nilai $K_i$	1,05	2,01	1,62
18.	Tegangan sentuh sebenarnya	746,86 V	1203,19 V	2074,97 V
19.	Tegangan langkah sebenarnya	53,59 V	256,26 V	66,92 V
20.	Tegangan sentuh sebenarnya setelah diturunkan 5%	709,47 V	1143,74 V	1970,86 V
21.	Tegangan langkah sebenarnya karena penurunan tegangan sentuh sebenarnya sebesar 5%	49,52 V	191,90 V	58,87 V
22.	Jarak antar konduktor grid yang baru setelah adanya penurunan nilai tegangan sentuh sebesar 5%	14,40 m	3,00 m	19,30 m
23.	Panjang konduktor grid yang harus ditambahkan dengan adanya penurunan sebesar 5%	18 m	377 m	395 m
24.	Total konduktor setelah adanya penurunan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 5% (jumlah konduktor batang adalah tetap)	335 m	1499 m	3010 m

Sumber: Hasil perhitungan

## BAB V PENUTUP

### 5.1 Kesimpulan

Dengan mengacu pada rumusan masalah, batasan masalah dan ruang lingkup penulisan skripsi ini, maka terdapat beberapa kesimpulan yang dapat diperoleh dari hasil perhitungan dan analisa pada bab sebelumnya. Kesimpulan tersebut antara lain, yaitu:

1. Kebutuhan minimal pentanahan peralatan gardu induk pasangan luar mencakup dua hal yaitu :
  - a. Luas lahan minimal yang besarnya dipengaruhi oleh adanya jarak pisah minimal (*minimum clearances*) di dalam gardu induk sebagai batas tingkat isolasi dengan bahan udara yang aman bagi peralatan di dalam gardu induk pasangan luar pada saat terjadi gangguan.
  - b. Jumlah konduktor pentanahan minimal yang terdiri dari konduktor grid dan konduktor batang. Jumlah minimal konduktor batang dipengaruhi oleh besarnya arus gangguan dan panjang satu batang konduktor yang digunakan. Sedangkan kebutuhan minimal konduktor grid diperoleh jika nilai tegangan sentuh sebenarnya besarnya sama atau mendekati nilai tegangan sentuh yang diijinkan sehingga masih memenuhi syarat pentanahan yang diijinkan.
2. Besarnya kebutuhan minimal pentanahan gardu induk pasangan luar dengan sistem tegangan 70 kV, 150kV, dan 500 kV adalah sebagai berikut:
  - a. Gardu induk 70 kV dengan luas lahan minimal 1008 m<sup>2</sup>, membutuhkan konduktor batang (rod) minimal sebanyak 42 batang dengan panjang satu batang 3 m, sedangkan panjang minimal konduktor grid yang dibutuhkan adalah 191 m, sehingga total kebutuhan minimal konduktor pentanahan gardu induk 70 kV adalah 317 m. Dengan luas lahan dan panjang konduktor minimal tersebut diperoleh nilai tahanan pentanahan gardu induk sebesar 1,35  $\Omega$  dan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 746,86 V.

- b. Gardu induk 150 kV dengan luas lahan minimal 1752 m<sup>2</sup>, membutuhkan konduktor batang (rod) minimal sebanyak 78 batang dengan panjang satu batang 3 m dan panjang minimal konduktor grid sebesar 888 m, sehingga total kebutuhan minimal konduktor pentanahan gardu induk 150 kV adalah 1122 m. Dengan luas lahan dan panjang konduktor minimal tersebut diperoleh nilai tahanan pentanahan gardu induk sebesar 0,73 Ω dan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 1203,19 V.
- c. Gardu induk 500 kV dengan luas lahan minimal 22446 m<sup>2</sup>, membutuhkan konduktor batang (rod) minimal sebanyak 113 batang dengan panjang satu batang 3 m dan panjang minimal konduktor grid sebesar 2276 m, sehingga total kebutuhan minimal konduktor pentanahan gardu induk 500 kV adalah 2615 m. Dengan luas lahan dan panjang konduktor minimal tersebut diperoleh nilai tahanan pentanahan gardu induk sebesar 0,21 Ω dan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebesar 2074,97 V.

## 5.2 Saran

1. Perhitungan luas minimal dan kebutuhan minimal pentanahan peralatan gardu induk dapat dilakukan untuk gardu induk tipe yang lain seperti gardu induk tipe pasangan dalam dan GIS.
2. Perhitungan jumlah konduktor pentanahan dapat dilakukan untuk konfigurasi pentanahan grid dengan bentuk lainnya sehingga diharapkan dapat lebih meminimalkan kebutuhan konduktor pentanahan tanpa mengabaikan syarat-syarat pentanahan yang diijinkan.

## DAFTAR PUSTAKA

- ABB. **Insulation Withstand and Clearances with EXLIM and PEXLIM Surge Arrester**. Tanpa tahun. ABB Power Technology Product.
- Arismunandar, A. Kuwahara, S. **Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik. Jilid III Gardu Induk**. 1984. P. T. Pradnya Paramita, Jakarta, Indonesia
- Asea Brown Boveri Pocket. ABB. **Switchgear Manual**. Eight Edition. 1988. ABB, Manheim, Germany.
- ERA Technology. **Ground Rod 2005 - AC Substation Earthing Tutorial**. 2005.
- Gupta, P. V. and Satnam, P. S. **Substation Design and Equipment**. 1979. Dhanpat Rai & Sons, Delhi, India.
- Handbook for Electrical Engineer. Twelfth Edition. **Substation Design**. McGraw-Hill Company
- Hutauruk, T. S. **Pengetanahan Netral Sistem Tenaga & Pengetanahan Peralatan**. 1999. Erlangga. Jakarta.
- IEEE Green Book, **Grounding of Industrial and Commercial Power Systems**. IEEE, New York, USA. 1992
- IEEE, **Guide For Safety In AC Substation Grounding**. IEEE Std. 80-2000
- IEEE Working Group 59, **Minimum Line to Ground Electrical Clearance for Substation Based on Switching Surge Requirement**. IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol pas 90. 1971
- Lythall, R. T. Ceng. **J & P Switchgear Book**. 8<sup>th</sup> Edition. London. 1970
- Military Handbook. **Grounding, Bonding, and Shielding for Electronics Equipment and Facilities**. Washington DC, 1987
- REA Bulletin. **Electrical Protection Grounding Fundamental**. REA 1751F-802. 1994. United State Department of Agriculture.
- SNI. **Persyaratan Umum Instalasi Listrik**. Yayasan PUIL, Kuningan, Jakarta, 2000.

Tagg, G.F.. **Earth Resistance**. London: Goerge News Limited,1964

**The Potential Gradient of Ground Surface According to Shapes of Mesh Grid  
Grounding Electrode Using Reduced Scaled Model**. Paper. Tanpa  
tahun.

Uppal, S. L. **Electrical Power**. 1981. Khana Publisher, Delhi, India

US Department of The Interior Bureau of Reclamation. **Personal Protective  
Grounding for Electric Power Facilities and Power Line**. 2005. Denver,  
Colorado.

Witzke and T. J. Bliss. **Coordination of Lightning Arrester Location with  
Transformer Insulation Level**. AIEE Trans. Vol. 69, pp. 964 – 972, 1950



LAMPIRAN 1

Tabel Konstansta Material

Description	Material conductivity (%)	$\alpha_r$ factor at 20 °C (1/°C)	$K_o$ at 0 °C (10 °C)	Fusing <sup>a</sup> temperature $T_m$ (°C)	$\rho_r$ 20 °C ( $\mu\Omega \cdot \text{cm}$ )	TCAP thermal capacity [ $\text{J}/(\text{cm}^3 \cdot \text{°C})$ ]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod <sup>b</sup>	20.0	0.003 78	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.004 03	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.003 53	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.003 47	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.003 60	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.001 60	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod <sup>c</sup>	9.8	0.001 60	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419	20.10	3.93
Stainless steel, 304	2.4	0.001 30	749	1400	72.00	4.03

Sumber: IEEE Std 80-2000 Guide for Safety In AC Substation Grounding :42

**LAMPIRAN 2**

**Tabel 1. Rekomendasi jarak antara arester dengan transformator menurut Witzke dan Bliss**

System voltage in kV	Line construction	Arrester type	Transformator BIL kV	Maximum distance D (m)	
				100 % Arrester	80 % Arrester
34,5	Wood	Station	200	6,71	15,86
69	Wood	Station	350	6,71	14,13
	Steel	Station	350	9,76	25,00
115	Wood	Station	550	9,46	32,64
	Steel	Station	550	13,42	38,00
138	Wood	Station	650	10,00	28,67
	Steel	Station	650	13,00	38,43
161	Wood	Station	750	11,96	25,62
	Steel	Station	750	15,86	37,20
230	Steel	Station	1050	17,70	57,00
34,5	Wood	Line	200	-	5,50
69	Wood	Line	350	-	5,80
	Steel	Line	350	-	8,85

Sumber: Witzke and T. J. Bliss. Coordination of Lightning Arrester Location with Transformer Insulation Level. AIEE Trans. Vol. 69, pp. 964 – 972, 1950

**Tabel 2. Rekomendasi jarak antara lightning arester dan transformator menurut English Electric Company**

Insulation level applicable to	Diveries rating percent	Distance in m D factor x System voltage in kV
Non effectively earthed system	80	0,305 x kV

Non effectively earthed system	100	0,1525 x kV
Effectively earthed system	80	0,1525 x kV

Sumber: English Electric Company.

### LAMPIRAN 3

**Tabel Arus hubung singkat 3 fasa gardu induk sektor Malang tahun 2000**

No.	Lokasi	Tegangan (kV)	Exis (kA)	Loop (kA)	Split (kA)	(%)
1.	Asembagus	150	40	10	10	26
2.	Bangil	150	32	24	24	75
3.	Banyuwangi	150	25	11	11	43
4.	Bondowoso	150	40	9	9	21
5.	Gending	150	25	8	8	34
6.	Genteng	150	40	3	4	10
7.	Gondangwewtan	150	32	14	14	45
8.	Grati	150	40	16	20	50
9.	Jember	150	25	9	9	35
10.	Karangkates	150	10	8	8	84
11.	Kebonagung	150	40	10	10	24
12.	Kraksaan	150	40	15	15	38
13.	Lawang	150	40	0	9	22
14.	Limajang	150	25	8	8	32
15.	Paiton	150	40	24	24	60
16.	Pakis	150	10	8	8	21
17.	Perak	150	40	22	22	54
18.	Pier	150	40	21	21	52
19.	Probolinggo	150	25	14	14	54
20.	Rejoso	150	40	12	12	31
21.	Sengkaling	150	32	8	8	24
22.	Situbondo	150	40	12	12	31
23.	Tanggul	150	40	0	0	0
24.	Wlingi	150	40	5	5	13
25.	Bangil	70	12	13	5	37
26.	Blimbing	70	12	9	2	15
27.	Gamping	70	12	5	5	37
28.	Karangkates	70	12	3	3	23
29.	Kebonagung	70	12	10	7	59
30.	Pandaan	70	21	8	4	18
31.	Polehan	70	12	8	5	43
32.	Porong	70	25	12	4	17
33.	Selorejo	70	20	7	2	8

34.	Sengguruh	70	20	5	5	24
35.	Sengkaling	70	25	7	2	9
36.	Sukorejo	70	21	4	3	13
37.	Turen	70	21	6	6	27
38.	Wlingi	70	40	6	4	10

Sumber: PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali



## LAMPIRAN 4

**Tabel 1. Kebutuhan konduktor pentanahan dan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebagai acuan dalam perencanaan pentanahan peralatan gardu induk 70 kV**

P	L	D	N UTAMA	N MELINTANG	L GRID	L ROD	L TOTAL	E SENTUH MAKS.
48	21	1.0	49	22	2085	126	2211	393.26
48	21	1.5	33	15	1413	126	1539	402.38
48	21	2.0	25	12	1077	126	1203	413.83
48	21	2.5	20	9	875	126	1001	426.35
48	21	3.0	17	8	741	126	867	439.68
48	21	3.5	15	7	645	126	771	453.21
48	21	4.0	13	6	573	126	699	465.41
48	21	4.5	12	6	517	126	643	479.45
48	21	5.0	11	5	472	126	598	493.61
48	21	5.5	10	5	436	126	562	507.48
48	21	6.0	9	5	405	126	531	520.33
48	21	6.5	8	4	379	126	505	534.21
48	21	7.0	8	4	357	126	483	546.70
48	21	7.5	7	4	338	126	464	559.96
48	21	8.0	7	4	321	126	447	572.83
48	21	8.5	7	3	306	126	432	584.47
48	21	9.0	6	3	293	126	419	597.39
48	21	10.0	6	3	271	126	397	620.04
48	21	10.5	6	3	261	126	387	631.19
48	21	11.0	5	3	252	126	378	642.24
48	21	11.5	5	3	244	126	370	652.70
48	21	12.0	5	3	237	126	363	663.22
48	21	12.5	5	3	230	126	356	673.36
48	21	13.0	5	3	224	126	350	683.24
48	21	13.5	5	3	218	126	344	692.82
48	21	14.0	4	3	213	126	339	702.37
48	21	14.1	4	2	212	126	338	704.15
48	21	14.2	4	2	211	126	337	706.00
48	21	14.3	4	2	210	126	336	707.83
48	21	14.4	4	2	209	126	335	709.47
48	21	14.5	4	2	208	126	334	711.70
48	21	15.0	4	2	203	126	329	720.15
48	21	15.5	4	2	199	126	325	729.05
48	21	16.0	4	2	195	126	321	737.74
48	21	16.5	4	2	191	126	317	746.86
48	21	17.0	4	2	188	126	314	754.53
48	21	17.5	4	2	184	126	310	761.50
48	21	18.0	4	2	181	126	307	769.76
48	21	18.5	4	2	178	126	304	777.53
48	21	19.0	4	2	175	126	301	785.13
48	21	19.5	3	2	172	126	298	792.57
48	21	20.0	3	2	170	126	296	799.84
48	21	20.5	3	2	167	126	293	806.97

Sumber: Hasil perhitungan

**Tabel 2. Kebutuhan konduktor pentanahan dan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebagai acuan dalam perencanaan pentanahan peralatan gardu induk 150 kV**

P	L	D	N UTAMA	N MELINTANG	L GRID	L ROD	L TOTAL	E SENTUH MAKS.
73	24	1.0	74	25	3601	234	3835	1102.51
73	24	1.5	50	17	2433	234	2667	1099.59
73	24	2.0	38	13	1849	234	2083	1106.99
73	24	2.5	30	11	1499	234	1733	1128.54
73	24	3.0	25	9	1265	234	1499	1143.74
73	24	3.5	22	8	1098	234	1332	1161.13
73	24	4.0	19	7	973	234	1207	1180.28
73	24	4.1	19	7	952	234	1186	1189.18
73	24	4.2	18	7	931	234	1165	1191.83
73	24	4.3	18	7	912	234	1146	1194.52
73	24	4.4	18	6	893	234	1127	1197.26
73	24	4.41	18	6	892	234	1126	1199.24
73	24	4.42	18	6	890	234	1124	1201.21
73	24	4.43	17	6	888	234	1122	1203.19
73	24	4.44	17	6	886	234	1120	1205.16
73	24	4.45	17	6	884	234	1118	1207.13
73	24	4.46	17	6	883	234	1117	1214.95
73	24	4.47	17	6	881	234	1115	1216.92
73	24	4.48	17	6	879	234	1113	1218.89
73	24	4.49	17	6	877	234	1111	1220.86
73	24	4.5	17	6	876	234	1110	1205.82
73	24	5.0	16	6	798	234	1032	1226.60
73	24	5.5	14	5	734	234	968	1248.39
73	24	6.0	13	5	681	234	915	1269.60
73	24	6.5	12	5	636	234	870	1291.56
73	24	7.0	11	4	598	234	832	1318.25
73	24	7.5	11	4	564	234	798	1339.69
73	24	8.0	10	4	535	234	769	1361.96
73	24	8.5	10	4	509	234	743	1384.00
73	24	9.0	9	4	486	234	720	1405.74
73	24	10.0	8	3	447	234	681	1449.54
73	24	10.5	8	3	431	234	665	1470.22
73	24	11.0	8	3	416	234	650	1490.46
73	24	11.5	7	3	402	234	636	1511.83
73	24	12.0	7	3	389	234	623	1531.23
73	24	12.5	7	3	377	234	611	1551.85
73	24	13.0	7	3	367	234	601	1570.37
73	24	13.5	6	3	357	234	591	1590.23
73	24	14.0	6	3	347	234	581	1607.86
73	24	14.5	6	3	339	234	573	1626.97
73	24	15.0	6	3	331	234	565	1645.70
73	24	15.5	6	3	323	234	557	1662.06
73	24	16.0	6	3	316	234	550	1680.08
73	24	16.5	5	2	309	234	543	1697.73
73	24	17.0	5	2	303	234	537	1715.03
73	24	17.5	5	2	297	234	531	1729.85
73	24	18.0	5	2	292	234	526	1746.50
73	24	18.5	5	2	286	234	520	1761.55
73	24	19.0	5	2	281	234	515	1777.60

73	24	19.5	5	2	277	234	511	1791.02
73	24	20.0	5	2	272	234	506	1806.47
73	24	20.5	5	2	268	234	502	1821.63

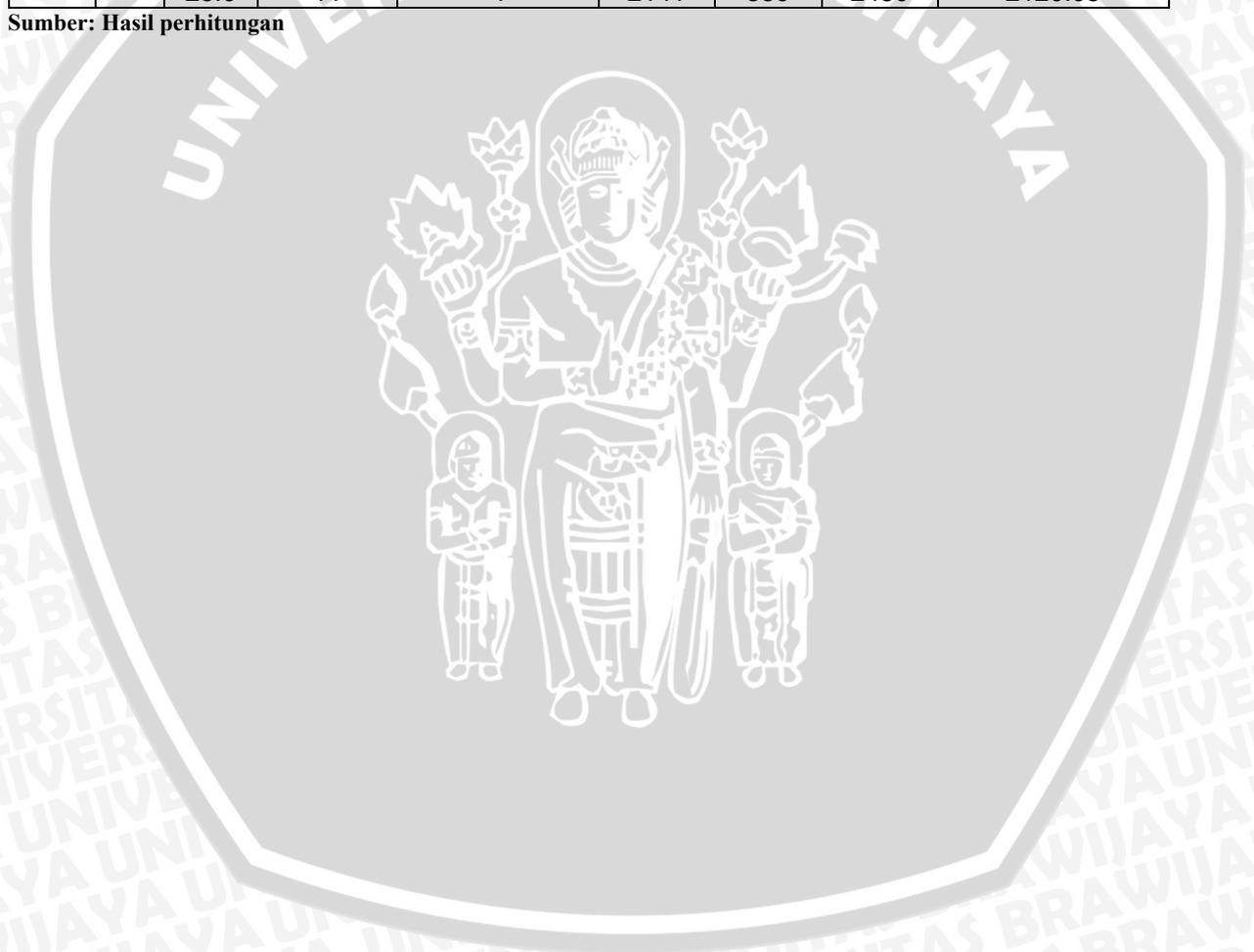
Sumber: Hasil perhitungans

**Tabel 3. Kebutuhan konduktor pentanahan dan nilai tegangan sentuh sebenarnya sebagai acuan dalam perencanaan pentanahan peralatan gardu induk 500 kV**

P	L	D	N UTAMA	N MELINTANG	L GRID	L ROD	L TOTAL	E SENTUH MAKS.
258	87	1.0	259	88	45237	339	45576	1727.40
258	87	1.5	173	59	30273	339	30612	1685.07
258	87	2.0	130	45	22791	339	23130	1673.49
258	87	2.5	104	36	18302	339	18641	1657.99
258	87	3.0	87	30	15309	339	15648	1648.70
258	87	3.5	75	26	13171	339	13510	1653.61
258	87	4.0	66	23	11568	339	11907	1651.15
258	87	4.5	58	20	10321	339	10660	1651.03
258	87	5.0	53	18	9323	339	9662	1661.10
258	87	5.5	48	17	8507	339	8846	1663.97
258	87	6.0	44	16	7827	339	8166	1675.57
258	87	6.5	41	14	7251	339	7590	1680.37
258	87	7.0	38	13	6758	339	7097	1686.15
258	87	7.5	35	13	6331	339	6670	1699.27
258	87	8.0	33	12	5957	339	6296	1706.23
258	87	8.5	31	11	5626	339	5965	1713.66
258	87	9.0	30	11	5333	339	5672	1727.56
258	87	10.0	27	10	4834	339	5173	1744.60
258	87	10.5	26	9	4620	339	4959	1759.01
258	87	11.0	24	9	4426	339	4765	1768.29
258	87	11.5	23	9	4249	339	4588	1782.94
258	87	12.0	23	8	4086	339	4425	1792.60
258	87	12.5	22	8	3936	339	4275	1802.45
258	87	13.0	21	8	3798	339	4137	1817.52
258	87	13.5	20	7	3670	339	4009	1827.63
258	87	14.0	19	7	3552	339	3891	1838.21
258	87	14.5	19	7	3441	339	3780	1853.36
258	87	15.0	18	7	3338	339	3677	1863.80
258	87	15.5	18	7	3241	339	3580	1874.72
258	87	16.0	17	6	3151	339	3490	1889.86
258	87	16.5	17	6	3066	339	3405	1900.93
258	87	17.0	16	6	2986	339	3325	1912.09
258	87	17.5	16	6	2910	339	3249	1927.19
258	87	18.0	15	6	2839	339	3178	1938.93
258	87	18.5	15	6	2772	339	3111	1950.28
258	87	19.0	15	6	2708	339	3047	1965.31
258	87	19.1	15	6	2695	339	3034	1966.54
258	87	19.2	14	6	2683	339	3022	1968.70
258	87	19.30	14	6	2671	339	3010	1970.86
258	87	19.4	14	5	2659	339	2998	1973.03
258	87	19.5	14	5	2647	339	2986	1976.72
258	87	20.0	14	5	2590	339	2929	1988.71
258	87	20.5	14	5	2535	339	2874	2003.64

258	87	21.0	13	5	2483	339	2822	2015.72
258	87	21.5	13	5	2433	339	2772	2027.26
258	87	22.0	13	5	2386	339	2725	2042.04
258	87	22.5	12	5	2340	339	2679	2054.22
258	87	23.0	12	5	2297	339	2636	2066.42
258	87	23.05	12	5	2293	339	2632	2067.00
258	87	23.10	12	5	2288	339	2627	2068.23
258	87	23.15	12	5	2284	339	2623	2069.45
258	87	23.20	12	5	2280	339	2619	2073.75
258	87	23.25	12	5	2276	339	2615	2074.97
258	87	23.30	12	5	2272	339	2611	2076.19
258	87	23.35	12	5	2268	339	2607	2077.41
258	87	23.40	12	5	2263	339	2602	2078.64
258	87	23.45	12	5	2259	339	2598	2079.86
258	87	23.5	12	5	2255	339	2594	2081.08
258	87	24.0	12	5	2216	339	2555	2093.32
258	87	24.5	12	5	2177	339	2516	2104.89
258	87	25.0	11	4	2141	339	2480	2120.08

Sumber: Hasil perhitungan





## DAFTAR PUSTAKA

- ABB. **Insulation Withstand and Clearances with EXLIM and PEXLIM Surge Arrester**. Tanpa tahun. ABB Power Technology Product.
- Arismunandar, A. Kuwahara, S. **Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik. Jilid III Gardu Induk**. 1984. P. T. Pradnya Paramita, Jakarta, Indonesia
- Asea Brown Boveri Pocket. ABB. **Switchgear Manual**. Eight Edition. 1988. ABB, Manheim, Germany.
- ERA Technology. **Ground Rod 2005 - AC Substation Earthing Tutorial**. 2005.
- Gupta, P. V. and Satnam, P. S. **Substation Design and Equipment**. 1979. Dhanpat Rai & Sons, Delhi, India.
- Handbook for Electrical Engineer. Twelfth Edition. **Substation Design**. McGraw-Hill Company
- Hutauruk, T. S. **Pengetanahan Netral Sistem Tenaga & Pengetanahan Peralatan**. 1999. Erlangga. Jakarta.
- IEEE Green Book, **Grounding of Industrial and Commercial Power Systems**. IEEE, New York, USA. 1992
- IEEE, **Guide For Safety In AC Substation Grounding**. IEEE Std. 80-2000
- IEEE Working Group 59, **Minimum Line to Ground Electrical Clearance for Substation Based on Switching Surge Requirement**. IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol pas 90. 1971
- Lythall, R. T. Ceng. **J & P Switchgear Book**. 8<sup>th</sup> Edition. London. 1970
- Military Handbook. **Grounding, Bonding, and Shielding for Electronics Equipment and Facilities**. Washington DC, 1987
- REA Bulletin. **Electrical Protection Grounding Fundamental**. REA 1751F-802. 1994. United State Department of Agriculture.
- SNI. **Persyaratan Umum Instalasi Listrik**. Yayasan PUIL, Kuningan, Jakarta, 2000.
- Tagg, G.F.. **Earth Resistance**. London: Goerge News Limited, 1964

**The Potential Gradient of Ground Surface According to Shapes of Mesh Grid Grounding Electrode Using Reduced Scaled Model.** Paper. Tanpa tahun.

Uppal, S. L. **Electrical Power.** 1981. Khana Publisher, Delhi, India

US Department of The Interior Bureau of Reclamation. **Personal Protective Grounding for Electric Power Facilities and Power Line.** 2005. Denver, Colorado.

Witzke and T. J. Bliss. **Coordination of Lightning Arrester Location with Transformer Insulation Level.** AIEE Trans. Vol. 69, pp. 964 – 972, 1950

