

BAB IV

PEMBAHASAN

4.1 Sistem Kelistrikan di Gardu Distribusi dan JTR MR 001

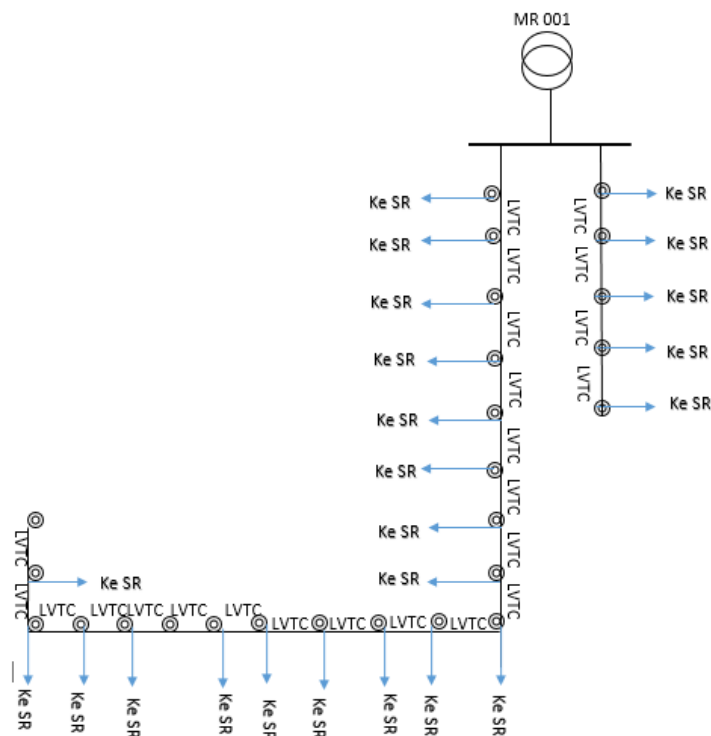
Gardu distribusi MR 001 merupakan salah satu gardu distribusi yang berada pada naungan PT. PLN (Persero) Area Flores Bagian Barat, lebih tepatnya berada pada wilayah kantor jaga Maurole, Kecamatan Maurole, Kabupaten Ende Provinsi NTT. Kantor jaga Maurole mempunyai tiga gardu distribusi yang memiliki kapasitas yang besar dengan gardu distribusi MR001 merupakan salah satu diantaranya, gardu MR001 dipilih karena gardu MR 001 mempunyai tingkat ketidakseimbangan beban yang hampir sama saat waktu siang hari (waktu luar beban puncak) dan waktu malam hari (waktu beban puncak) sehingga sangat tepat digunakan metode “*All Reconnecting*” sebagai upaya penyeimbangan beban.

Sistem kelistrikan di gardu distribusi dan JTR MR 001 mempunyai data teknis sebagai berikut :

1. Merek Transformator : Unindo
2. Kapasitas Trasnformator : 160 kVA
3. Beban Terpasang : 122 kVA
4. Konfigurasi JTR : Sistem Radial
5. Jumlah Jurusan : Dua Jurusan
6. Jumlah Pelanggan : 171 Pelanggan
7. Panjang Jaringan JTR : 1170 m

8. Panjang Penghantar SR : 3498 m
9. Jenis Penghantar JTR : LVTC 3x50+1x50 mm²
10. Jenis Penghantar : SR 2x10 mm²

Konfigurasi JTR gardu distribusi MR 001 seperti tertera pada Gambar 4.1



Gambar 4.1. Konfigurasi JTR MR 001

Pengukuran tegangan dan arus dilakukan pada masing-masing kWh meter pelanggan, pelanggan pada gardu distribusi MR 001 hampir seluruhnya menggunakan kWh meter prabayar yakni 169 pelanggan prabayar dan hanya 2 pelanggan pascabayar, pada pelanggan prabayar pengukuran arus dan tegangan dilakukan dengan cara memasukkan kode 44 (arus) dan 41 (tegangan) untuk kWh meter merek Itron, Hexing, Sanxing dan Glomet, kode 05 (arus) dan 04 (tegangan) untuk kWh meter merek Star. merek-merek kWh meter tersebut merupakan yang

dipakai pelanggan pada gardu distribusi MR 001. Sedangkan untuk pelanggan pascabayar pengukuran dilakukan dengan menggunakan alat ukur Tang Ampere. Pengukuran arus dan tegangan dilakukan dengan kondisi siang dan malam hari, siang pada pukul 10.00-12.00 dan malam pada pukul 18.30-21.00 yang terbagi pada dua jurusan JTR. Hasil pengukuran pada masing-masing jurusan seperti tertera pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Hasil Pengukuran Beban Jurusan

No	Uraian		Data Beban (Ampere)						Panjang (meter)
			Siang			Malam			
	Jurusan B	Jurusan D	R	S	T	R	S	T	
1	LVTC 1		2,57			5,62			50
2	LVTC 2			3,404			8,83		50
3	LVTC 3		4,97		0,27	9,57		0,57	40
4	LVTC 4		3,044		0,05	5,58		0,6	40
5	LVTC 5			0,38	3,24		0,73	6,033	40
6		LVTC 6		3,2	0		1,02	0	50
7		LVTC 7		7,3			11,125		50
8		LVTC 8			1,05			4,42	50
9		LVTC 9	1,15	1,12		3,7	1,65		50
10		LVTC 10	6,48			11,7			50
11		LVTC 11		3,11			9,47		50
12		LVTC 12		5,179			6,99		50
13		LVTC 13		2,81			3,32		50
14		LVTC 14		0,14			0,15		50
15		LVTC 15			6,344			10,79	50
16		LVTC 16	6,73			9,83			50
17		LVTC 17	2,89			3,29			50
18		LVTC 18		0,8			1,76		50
19		LVTC 19	5,626			6,069			50
20		LVTC 20							50
21		LVTC 21		3,4			4,1		50
22		LVTC 22	6,5		1,08	8,48		2,537	50
23		LVTC 23		1,14	2,977		1,3	6,456	50
24		LVTC 24							50

untuk hasil pengukuran pada masing-masing pelanggan dapat dilihat pada lampiran (2). Hasil pengukuran beban pelanggan pada masing-masing jurusan, kemudian direkapitulasi seperti tertera pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Rekapitulasi Hasil Pengukuran

Waktu	Hasil Pengukuran			
	Tegangan (Volt)	Arus (A)		
		R	S	T
Siang	227	39,96	31,983	15,001
Malam	227	63,839	50,445	31,406

Untuk nilai tegangan tiap-tiap fasa ke netral menggunakan nilai rata-rata pengukuran tegangan pada tiap pelanggan dan nilai arus menggunakan nilai total pada pengukuran tiap-tiap pelanggannya.

Besar daya JTR keseluruhan dapat dihitung menggunakan persamaan (14), dengan perhitungan sebagai berikut :

Waktu siang hari :

$$\text{Arus } I_R = 39,96 \text{ A}$$

$$S_R = V \cdot I$$

$$= 227 \cdot 39,96$$

$$= 9070,92 \text{ VA}$$

$$\text{Arus } I_S = 31,983 \text{ A}$$

$$\begin{aligned}
 S_S &= V \cdot I \\
 &= 227 \cdot 31,983 \\
 &= 7260,141 \text{ VA}
 \end{aligned}$$

$$\text{Arus } I_T = 15,001 \text{ A}$$

$$\begin{aligned}
 S_T &= V \cdot I \\
 &= 227 \cdot 15,001 \\
 &= 3405,227 \text{ VA}
 \end{aligned}$$

Sehingga dapat diketahui besar daya JTR untuk Siang hari adalah $S_R + S_S + S_T = 19736,288 \text{ VA} = 19.7 \text{ kVA}$. Besarnya daya JTR untuk malam hari, perhitungannya sama dengan siang hari, jadi diperoleh hasil 33,1 kVA. Hasil-hasil tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.3

Tabel 4.3 Total daya JTR Hasil Pengukuran

Waktu	Hasil Pengukuran				Total Beban (kVA) R+S+T
	Tegangan (Volt)	Arus (A)			
		R	S	T	
Siang	227	39,96	31,983	15,001	19,7
Malam	227	63,839	50,445	31,406	33,1

4.1.1 Perhitungan Arus Netral Transformator Berdasarkan Data Pengukuran pada Tabel 4.3

Tidak seimbangnya beban pada tiap fasa R, S dan T menyebabkan adanya arus yang mengalir pada netral transformator, Arusa yang mengalir pada

penghantar netral transformator ini menyebabkan rugi-rugi. Dari data pada Tabel 4.3 maka dapat dihitung arus netral pada penghantar transformator sebagai berikut.

Data beban MR 001 tiga fasa 160 kVA.

Nilai $\cos \Phi$ untuk fasa R,S dan T diasumsikan 0,98

Waktu siang hari (WLBP) :

fasa R terukur arus sebesar 39,96 Amp

fasa S dengan arus sebesar 31,983 Amp

fasa T dengan arus sebesar 15,001 Amp

Dengan menjadikan fasa R sebagai referensi maka kita dapat menentukan besarnya arus dan sudut untuk tiap fasa sbb:

Untuk fasa R : $\Phi = \arccos 0,98 = 11,48^\circ$ maka $IR = 146 \angle -11,48^\circ \text{ Amp}$

Untuk fasa S : $\Phi = \arccos 0,98 = 11,48^\circ$ maka $IS = 31,983 \angle -11,48 - 120^\circ \text{ Amp}$

Untuk fasa T : $\Phi = \arccos 0,98 = 11,48^\circ$ maka $IT = 15,001 \angle -11,48 + 120^\circ \text{ Amp}$

$$IN + IR + IS + IT = 0$$

$$-IN = IR + IS + IT$$

$$-IN = 39,96 \angle -11,48^\circ + 31,983 \angle -131,48^\circ + 15,001 \angle 108,52^\circ$$

$$-IN = (39,16 - j7,95) + (31,983 - j23,96) + (-4,76 + j14,22)$$

$$-IN = 13,22 - j17,96$$

$$-IN = 22,3 \angle -53,64^\circ \text{ Amp}$$

$$IN = 22,3 \angle -53,64^\circ / 1 \angle 180^\circ \text{ Amp}$$

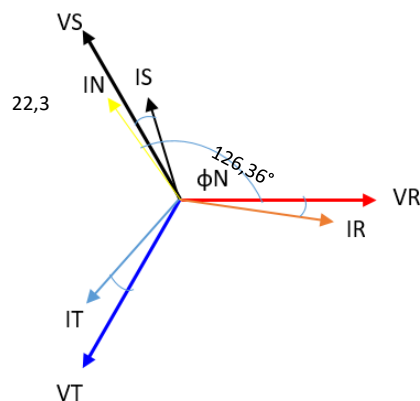
$$IN = 22,3 \angle -233,64^\circ \text{ Amp}$$

$$IN = 22,3 \angle 126,36^\circ \text{ Amp}$$

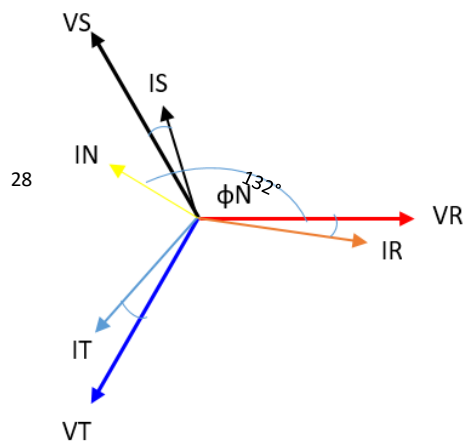
Besarnya nilai arus yang mengalir pada penghantar netral untuk malam hari, perhitungannya sama dengan siang hari, jadi diperoleh hasil = $28 \angle 132^\circ$ Amp Hasil-hasil tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Nilai Arus Pada Tiap Fasa dan Netral

Waktu	Hasil Pengukuran dan Perhitungan				
	Tegangan (Volt)	Arus (A)			
		R	S	T	N
Siang	227	39,96	31,983	15,001	$22, \angle 126,36^\circ$
Malam	227	63,839	50,445	31,406	$28 \angle 132^\circ$



Gambar 4.2. Diagram Fasor Beban Tidak Seimbang Waktu Siang Hari (WLBP)



Gambar 4.3. Diagram Fasor Beban Tidak Seimbang Waktu Malam Hari (WBP)

pada gambar 4.2 dan 4.3 menunjukkan besarnya nilai IN serta besar sudut masing-masing. pada gambar 4.2 nilai IN (ditunjukkan dengan warna kuning) = 22 ampere dengan besar sudut $126,36^\circ$ dari sudut referensi (VR), besar nilai IN bergantung dari seberapa besar tingkat ketidak seimbangan bebannya, untuk IR, IS dan IT nilai arusnya berdasarkan pengukuran, besar sudut dari ketiga fasa IR, IS dan IT adalah sama karena nilai $\cos\phi$ yang digunakan adalah nilai asumsi 0,98 jadi besar sudutnya adalah $11,48^\circ$, begitu juga dengan gambar 4.3.

4.1.2 Rugi-rugi (*losses*) Energi dan Finansial pada Sistem Tiga Fasa Beban Tidak Seimbang Berdasarkan Tabel 4.4

Untuk menghitung rugi –rugi energi listrik akibat adanya arus netral yang mengalir ke penghantar pembumian dana tahanan antara penghantar pembumian dan bumi dapat menggunakan persamaan (23). Untuk nilai tahanan pembumuan diasumsikan 5 ohm, $\cos\phi$ diasumsikan 0,98 dan untuk lama waktu pada siang hari (WLBP) diasumsikan 22 jam /hari dan malam hari (WBP) 2 jam/hari.

Waktu siang hari (WLBP)

$$\begin{aligned}
 P &= I^2 R t \cos\Phi \text{ (wh)} \\
 &= 22^2 \cdot 5 \cdot \cos 126,36^\circ \cdot 0,98 \cdot 22 \\
 &= 484 \cdot 5 \cdot -0,59 \cdot 0,98 \cdot 22 \\
 &= 30783,184 \text{ wh} \\
 &= 30 \text{ kWh/hari}
 \end{aligned}$$

Maka dari hasil rugi-rugi energi dapat dihitung kerugian PT. PLN akibat ketidakseimbangan beban dan mengalirnya arus netral dengan persamaan (24).

Waktu siang hari (WLBP)

$$\begin{aligned} \text{Kerugian finansial/bulan} &= \text{Energi hilang} \times 30 \times \text{harga produksi listrik} \\ &= 30 \times 30 \times \text{Rp. } 983/\text{kWh} \\ &= \text{Rp. } 884.700.00/\text{bulan} \end{aligned}$$

Besarnya rugi-rugi energi dan kerugian finansial untuk malam hari, perhitungannya sama dengan siang hari, jadi diperoleh hasil, rugi-rugi energi = 5 kWh/hari dan kerugian finansial = Rp.147.450.00/bulan hasil-hasil tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.5

Tabel 4.5 Rekapitulasi Rugi-rugi Akibat Beban Tidak Seimbang

Waktu	Rugi-rugi akibat beban tidak seimbang		
	Arus Netral (A)	Rugi Energi/hari (kWh)	Rugi Finansial/bln (Rp)
Siang	22, \angle 126,36°	30	884700
Malam	28 \angle 132°	5	147450
Totat Rugi-rugi		35	1.032.150

4.1.3 Presentase Pembebanan Transformator

Transformator pada gardu distribusi MR 001 mempunyai kapasitas daya sebesar 160 kVA yang artinya transformator tersebut mampu diberi beban pada tiap fasanya dengan jumlah total tidak lebih dari 160 kVA, menurut Standart PLN transformator sebaiknya tidak diberi beban melebihi 80% kapasitasnya. Maka

peneliti perlu menghitung Arus beban penuh transformator, dengan persamaan (15)

dengan perhitungan sebagai berikut :

$$I_{FL} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 230,9 \text{ A}$$

Rata-rata arus ketiga fasa dihitung menggunakan persamaan (16), dengan perhitungan sebagai berikut :

Waktu siang hari (WLBP) :

$$I_{\text{rata-rata}} = \frac{I_R + I_S + I_T}{3}$$

$$I_{\text{rata-rata}} = \frac{39,96 + 31,983 + 15,001}{3} = 28,98 \text{ A}$$

Waktu malam hari (WBP) :

$$I_{\text{rata-rata}} = \frac{I_R + I_S + I_T}{3}$$

$$I_{\text{rata-rata}} = \frac{63,839 + 50,445 + 31,406}{3} = 50,23 \text{ A}$$

Persentase pembebanan transformator dihitung dengan persamaan (17), dengan perhitungan sebagai berikut :

Waktu siang hari (WLBP) :

$$\% \text{pembebanan} = \frac{I_{\text{rata-rata}}}{I_{FL}} \times 100\%$$

$$= \frac{28,98}{230,9} \times 100\%$$

$$= 12,53 \%$$

Waktu malam hari (WBP):

$$\begin{aligned} \% \text{pembebanan} &= \frac{I_{\text{rata-rata}}}{I_{FL}} \times 100\% \\ &= \frac{50,23}{230,9} \times 100\% \\ &= 21,75\% \end{aligned}$$

Hasil perhitungan persentase pembebanan transformator untuk waktu siang dan malam hari dapat dilihat pada Tabel 4.5

Tabel 4.6. Persentase Pembebanan Transformator Hasil pengukuran

Waktu	Arus Rata-rata (A)	Persentase pembebanan (%)
Siang	28,98	12,53
Malam	50,23	21,75

Besarnya persentase pembebanan transformator di gardu distribusi MR 001 waktu siang hari sebesar 12,53 % dengan nilai arus rata-rata 28,98 Ampere, dan waktu malam hari sebesar 21,75% dengan arus rata-rata 50,23 %, pembebanan transformator ini termasuk kecil, karena gardu distribusi MR001 berada di pedesaan.

4.1.4 Persentase Ketidakseimbangan Beban

Persentase ketidakseimbangan beban transformator dihitung dengan menggunakan persamaan (18) (19) dan (20). Dan untuk menghitung nilai koefisiensi a , b dan c sebagai berikut :

Waktu siang hari (WLBP):

$$a = \frac{I_R}{I_{rata-rata}} = \frac{39,96}{28,98} = 1,37$$

$$b = \frac{I_S}{I_{rata-rata}} = \frac{31,983}{28,98} = 1,1$$

$$c = \frac{I_T}{I_{rata-rata}} = \frac{15.001}{28,98} = 0,51$$

dihitung dengan menggunakan persamaan (21) maka persentase ketidakseimbangan beban waktu siang hari adalah :

$$\begin{aligned} &= \frac{\{|a-1|+|b-1|+|c-1|\}}{3} \times 100\% \\ &= \frac{\{|1,37-1|+|1,1-1|+|0,51-1|\}}{3} \times 100\% \\ &= \frac{\{0,37+|0,1|+0,49\}}{3} \times 100\% \\ &= 32\% \end{aligned}$$

Hasil dari perhitungan yang sama dengan waktu siang hari, maka besar persentase untuk ketidakseimbangan beban waktu malam hari adalah sebesar 21.63% seperti tertera pada Tabel 4.7.

Tabel 4.7 Persentase Ketidakseimbangan Transformator Beban Hasil Pengukuran

Waktu	Koefisien			Persentase ketidakseimbangan (%)
	a	b	C	
Siang	1,37	1,1	0,51	32
Malam	1,27	0,004	0,625	21,63

4.2 Analisis Rugi Daya JTR MR 001

Pada JTR MR001 konfigurasi jaringannya adalah sistem radial dengan panjang JTR 1170 meter, jumlah tiang 25 dan 24 gawang dengan menggunakan penghantar LVTC ukuran $3 \times 50 + 1 \times 50 \text{ mm}^2$ dan panjang penghantar SR 3498 meter dengan ukuran $2 \times 10 \text{ mm}^2$, dengan data tersebut dapat dianalisis rugi-rugi pada penghantar LVTC dan SR.

4.2.1 Analisis Pada Kondisi Beban Seimbang

Kondisi beban seimbang adalah dimana ketiga fasa mempunyai nilai beban yang sama besar dan ketiga vektornya saling membentuk sudut 120° rugi-rugi daya pada penghantar LVTC kondisi seimbang dihitung dengan menggunakan persamaan (26) dengan perhitungan sebagai berikut

Rugi-rugi daya untuk penghantar LVTC1 waktu siang hari (WLBP) :

$$I_{LVTC1} = I_{LVTC1} + I_{LVTC2} + I_{LVTC3} + I_{LVTC4} + I_{LVTC5}$$

$$I_{rata-rata LVTC1} = 5,976 \text{ A}$$

$$L_{LVTC1} = 50 \text{ meter} = 0.05 \text{ km}$$

$$R_{LVTC1} = 0,5155 \cdot 0.05$$

$$= 0.0257 \text{ Ohm}$$

$$\Delta P_{LVTC1} = 3 \cdot I^2 \cdot R$$

$$= 3 \cdot 5,976^2 \cdot 0.0257$$

$$= 2,753 \text{ Watt}$$

Waktu malam hari (WBP) :

$$I_{LVTC1} = I_{LVTC1} + I_{LVTC2} + I_{LVTC3} + I_{LVTC4} + I_{LVTC5}$$

$$I_{rata-rata LVTC1} = 12,511 \text{ A}$$

$$L_{LVTC1} = 50 \text{ meter} = 0.05 \text{ km}$$

$$R_{LVTC1} = 0,5155 \cdot 0.05$$

$$= 0.0257 \text{ Ohm}$$

$$\Delta P_{LVTC1} = 3 \cdot I^2 \cdot R$$

$$= 3 \cdot 12,511^2 \cdot 0.0257$$

$$= 12.06 \text{ Watt}$$

Hasil dari perhitungan rugi-rugi daya yang sama dengan LVTC₁, maka dapat dianalisis rugi-rugi daya untuk seluruh penghantar LVTC yang lain pada masing-masing jurusan seperti pada Tabel 4.8.

Tabel 4.8. Rugi-rugi Daya Beban Seimbang pada Penghantar LVTC

No	Uraian		Data Beban (A)						Panjang (meter)	Rugi-rugi Daya BS (watt)	
			Siang			Malam				Siang	Malam
	Jurusan B	Jurusan D	R	S	T	R	S	T			
1	LVTC 1		2,57			5,62			50	2,753	12,068
2	LVTC 2			3,4			8,83		50	1,19	8,48
3	LVTC 3		4,97		0,27	9,57		0,57	40	0,95	3,55
4	LVTC 4		3,04		0,05	5,58		0,6	40	0,3	1,11
5	LVTC 5			0,38	3,24		0,73	6,03	40	0,087	0,304
6		LVTC 6		3,2	0		1,02	0	50	39,7	97,48
7		LVTC 7		7,3			11,1		50	36,11	95,65
8		LVTC 8			1,05			4,42	50	28,58	76,81
9		LVTC 9	1,15	1,12		3,7	1,65		50	27,53	69,9
10		LVTC 10	6,48			11,7			50	25,392	61,992
11		LVTC 11		3,11			9,47		50	19,78	46,314
12		LVTC 12		5,18			6,99		50	17,3401	35,286
13		LVTC 13		2,81			3,32		50	13,626	28,112
14		LVTC 14		0,14			0,15		50	11,798	24,99
15		LVTC 15			6,34			10,8	50	11,71	24,85
16		LVTC 16	6,73			9,83			50	8,08	16
17		LVTC 17	2,89			3,29			50	4,96	9,62
18		LVTC 18		0,8			1,76		50	3,86	7,855
19		LVTC 19	5,63			6,07			50	3,57	6,98
20		LVTC 20							50	1,89	4,35
21		LVTC 21		3,4			4,1		50	1,89	4,35
22		LVTC 22	6,5		1,08	8,48		2,54	50	1,14	2,93
23		LVTC 23		1,14	2,98		1,3	6,46	50	0,317	1,12
24		LVTC 24							50		

Besarnya rugi-rugi daya yang tertera pada Tabel 4.8 selanjutnya direkapitulasi seperti tertera pada Tabel 4.9

Tabel 4.9 Total Rugi-rugi Daya LVTC untuk Beban Seimbang

Uraian JTR	Rugi-rugi daya (W)	
	Siang	Malam
Jurusan B	5,28	25,512
Jurusan D	257,2731	614,589
Total	262,5531	640,101

Rugi-rugi daya pada penghantar NFA2X kondisi seimbang dihitung dengan persamaan (26) dengan perhitungan sebagai berikut :

Rugi rugi untuk penghantar NFA2X SR1.

Waktu siang hari (WLBP) :

$$I_{Rata-rataSR1} = 0,41 \text{ A}$$

$$L_{SR1} = 24 \text{ meter} = 0,024 \text{ km}$$

$$R_{SR1} = 2,433 \text{ Ohm/km}$$

$$= 2,433 \cdot 0,024$$

$$= 0,058$$

$$\Delta P_{LVTC1} = 3 \cdot I^2 \cdot R$$

$$= 3 \cdot 0,41^2 \cdot 0,058$$

$$= 0,029 \text{ Watt}$$

Waktu malam hari (WBP) :

$$I_{Rata-rataSR1} = 0,65 \text{ A}$$

$$L_{SR1} = 24 \text{ meter} = 0,024 \text{ km}$$

$$R_{SR1} = 2,433 \text{ Ohm/km}$$

$$= 2,433 \cdot 0,024$$

$$= 0,058$$

$$\Delta P_{LVTC1} = 3 \cdot I^2 \cdot R$$

$$= 3 \cdot 0,65^2 \cdot 0,058$$

$$= 0.075 \text{ Watt}$$

Hasil dari perhitungan yang sama dengan penghantar NFA2X SR1 dapat dianalisis untuk seluruh penghantar NFA2X dengan jumlah 171 penghantar seperti pada lampiran (3). Besarnya rugi-rugi daya yang tertera pada lampiran (3) selanjutnya direkapitulasi seperti tertera pada tabel 4.10 berikut.

Tabel 4.10. Total Rugi-rugi Daya pada Penghantar NFA2X untuk Beban Seimbang.

Uraian Penghantar	Rugi-rugi daya (W)	
	Siang	Malam
NFA2X	10,387736	24,15115

Hasil dari perhitungan rugi-rugi daya beban seimbang pada penghantar LVTC dan NFA2X, maka akan didapat hasil total rugi-rugi daya beban seimbang dengan cara menjumlahkan hasil rugi-rugi daya penghantar LVTC dengan NFA2X seperti tertera pada Tabel 4.11.

Tabel 4.11. Total Rugi-rugi Daya Beban Seimbang

Waktu	Rugi-rugi Daya pada Saluran (W)		Total Rugi-rugi Daya (W)
	LVTC	NFA2X	
Siang	262,55	10,38	272,93
Malam	640,1	24,15	664,25

Besarnya rugi-rugi daya beban seimbang pada saluran untuk waktu siang hari jika dinyatakan dalam persentase adalah :

$$\begin{aligned}
 \% \text{ Rugi-rugi} &= \frac{\text{total rugi daya pada saluran (KW)}}{\text{Daya dari PLN (kVA)}} \times 100\% \\
 &= \frac{0,27}{19,7} \times 100\% \\
 &= 1,37 \%
 \end{aligned}$$

Hasil dari perhitungan yang sama dengan rugi-rugi daya beban seimbang waktu siang hari, maka rugi-rugi daya beban seimbang pada saluran untuk waktu pada malam hari jika dinyatakan dalam persentase adalah sebesar 1,99 %

4.2.2 Analisis pada Kondisi Beban Tidak Seimbang

Beban tidak seimbang adalah nilai beban tiap fasa tidak sama besar dan vektornya tidak saling membentuk sudut 120° rugi-rugi daya beban tidak seimbang pada penghantar LVTC, dihitung menggunakan persamaan (25) dengan perhitungan sebagai berikut :

Rugi-rugi daya untuk penghantar LVTC1 waktu siang hari :

$$I_{LVTC1} = I_{LVTC1} + I_{LVTC2} + I_{LVTC3} + I_{LVTC4} + I_{LVTC5}$$

$$I_{R\text{ LVTCI}} = 10,58 \text{ A}$$

$$I_{S\text{ LVTCI}} = 3,784 \text{ A}$$

$$I_{T\text{ LVTCI}} = 3,56 \text{ A}$$

$$L_{\text{ LVTCI}} = 50 \text{ meter} = 0,05 \text{ km}$$

$$R_{\text{ LVTCI}} = 0,5155 \text{ Ohm/km}$$

$$= 0,5155 \cdot 0,05$$

$$= 0,025 \text{ Ohm}$$

$$\text{Arus } I_{R\text{ LVTCI}} = 10,58 \text{ A}$$

$$\Delta P_{\text{LVTCI}} = I^2 \cdot R$$

$$= 10,58^2 \cdot 0,025$$

$$= 2,7 \text{ Watt}$$

$$\text{Arus } I_{S\text{ LVTCI}} = 3,78 \text{ A}$$

$$\Delta P_{\text{LVTCI}} = I^2 \cdot R$$

$$= 3,78^2 \cdot 0,025$$

$$= 0,35 \text{ Watt}$$

$$\text{Arus } I_{T\text{ LVTCI}} = 3,56 \text{ A}$$

$$\Delta P_{\text{LVTCI}} = I^2 \cdot R$$

$$= 3,56^2 \cdot 0,025$$

$$= 0,31 \text{ Watt}$$

Dari perhitungan yang didapat, diketahui total rugi-rugi daya pada LVTC1 untuk waktu siang hari adalah sebesar $\Delta P_R + \Delta P_S + \Delta P_T = 2,7 + 0,35 + 0,31 = 3,36$ Watt.

Waktu malam hari :

$$I_{LVTC1} = I_{LVTC1} + I_{LVTC2} + I_{LVTC3} + I_{LVTC4} + I_{LVTC5}$$

$$I_{R LVTC1} = 20,77 \text{ A}$$

$$I_{S LVTC1} = 9,56 \text{ A}$$

$$I_{T LVTC1} = 7,2 \text{ A}$$

$$L_{LVTC1} = 50 \text{ meter} = 0,05 \text{ km}$$

$$R_{LVTC1} = 0,5155 \text{ Ohm/km}$$

$$= 0,5155 \cdot 0,05$$

$$= 0,025 \text{ Ohm}$$

$$\text{Arus } I_{R LVTC1} = 20,77 \text{ A}$$

$$\Delta P_{LVTC1} = I^2 \cdot R$$

$$= 20,77^2 \cdot 0,025$$

$$= 10,78 \text{ Watt}$$

$$\text{Arus } I_{S LVTC1} = 9,56 \text{ A}$$

$$\Delta P_{LVTC1} = I^2 \cdot R$$

$$= 9,56^2 \cdot 0,025$$

$$= 2,28 \text{ Watt}$$

$$\text{Arus } I_{TLVTC1} = 7,2 \text{ A}$$

$$\Delta P_{LVTC1} = I^2 \cdot R$$

$$= 7,2^2 \cdot 0,025$$

$$= 1,29 \text{ Watt}$$

Hasil dari perhitungan yang diperoleh dapat diketahui total rugi-rugi daya pada LVTC1 untuk waktu malam hari adalah sebesar $\Delta P_R + \Delta P_S + \Delta P_T = 10,78 + 2,28 + 1,29 = 14,35 \text{ Watt}$

Hasil dari perhitungan yang sama dengan LVTC₁, dapat dianalisis untuk seluruh penghantar LVTC yang lain seperti pada Tabel 4.12.

Tabel 4.12. Rugi-rugi Daya Beban Tidak Seimbang pada Penghantar LVTC

No	Uraian		Data Beban (A)						Panjang (meter)	Rugi-rugi Daya BTS (watt)					
			Siang			Malam				Siang			Malam		
	Jurusan B	Jurusan D	R	S	T	R	S	T		R	S	T	R	S	T
1	LVTC 1		2,6			5,6			50	2,8	0,35	0,31	10,8	2,28	1,29
2	LVTC 2			3,4			8,8		50	1,69	0,35	0,31	5,73	2,28	1,29
3	LVTC 3		5		0,3	9,6		0,6	40	1,28	0	0,25	4,59	0,01	1,03
4	LVTC 4		3		0,1	5,6		0,6	40	0,19	0	0,21	0,62	0,01	0,87
5	LVTC 5			0,4	3,2		0,7	6	40	0	0	0,2	0	0,01	0,72
6		LVTC 6		3,2	0		1	0	50	21,6	19,9	3,28	46,4	41,8	14,6
7		LVTC 7		7,3			11		50	21,6	15,6	3,28	46,4	39,7	14,6
8		LVTC 8			1,1			4,4	50	21,6	7,83	3,28	46,4	20,7	14,6
9		LVTC 9	1,2	1,1		3,7	1,7		50	21,6	7,83	2,71	46,4	20,7	9,78
10		LVTC 10	6,5			12			50	19,9	6,87	2,71	38,8	18,4	9,78
11		LVTC 11		3,1			9,5		50	11,8	6,87	2,71	19,1	18,4	9,78
12		LVTC 12		5,2			7		50	11,8	4,54	2,71	19,1	7,76	9,78
13		LVTC 13		2,8			3,3		50	11,8	1,72	2,71	19,1	2,83	9,78
14		LVTC 14		0,1			0,2		50	11,8	0,75	2,71	19,1	1,37	9,78
15		LVTC 15			6,3			11	50	11,8	0,71	2,71	19,1	1,28	9,78
16		LVTC 16	6,7			9,8			50	11,8	0,71	0,41	19,1	1,28	2,02
17		LVTC 17	2,9			3,3			50	5,64	0,71	0,41	7,96	1,28	2,02
18		LVTC 18		0,8			1,8		50	3,68	0,71	0,41	5,29	1,28	2,02
19		LVTC 19	5,6			6,1			50	3,68	0,52	0,41	5,29	0,73	2,02
20		LVTC 20							50	1,06	0,52	0,41	1,8	0,73	2,02
21		LVTC 21		3,4			4,1		50	1,06	0,52	0,41	1,8	0,73	2,02
22		LVTC 22	6,5		1,1	8,5		2,5	50	1,06	0,03	0,41	1,8	0,04	2,02
23		LVTC 23		1,1	3		1,3	6,5	50	0	0,03	0,22	0	0,04	1,04
24		LVTC 24							50						

Besar rugi-rugi daya yang tertera pada 4.12 selanjutnya direkapitulasi seperti tertera pada Tabel 4.13

Tabel 4.13. Total Rugi-rugi Daya pada Penghantar LVTC untuk Beban Tidak

Seimbang

Uraian JTR	Rugi-rugi daya (W)	
	Siang	Malam
Jurusan B	7,944	31,512
Jurusan D	301,516	669,4802
Total	309,46	700,9922

Rugi-rugi daya pada penghantar NFA2X kondisi tidak seimbang, dihitung menggunakan persamaan (25) dengan perhitungan sebagai berikut :

Rugi-rugi daya untuk penghantar NFA2X SR1.

Waktu siang hari :

$$I_{R\ SR1} = 1,23\text{ A}$$

$$I_{S\ SR1} = 0\text{ A}$$

$$I_{T\ SR1} = 0\text{ A}$$

$$L_{\ SR1} = 24\text{ meter} = 0,024\text{ km}$$

$$R_{\ SR1} = 2,433\text{ Ohm/km}$$

$$= 2,433 \cdot 0,024$$

$$= 0,058\text{ Ohm}$$

$$\text{Arus } I_{R\ SR1} = 1,23\text{ A}$$

$$\Delta P_{\ SR1} = I^2 \cdot R$$

$$= 1,23^2 \cdot 0,058$$

$$= 0,0877 \text{ Watt}$$

$$\text{Arus } I_{S \text{ SR1}} = 0 \text{ A}$$

$$\Delta P_{SRI} = I^2 \cdot R$$

$$= 0^2 \cdot 0,058$$

$$= 0 \text{ Watt}$$

$$\text{Arus } I_{T \text{ SR1}} = 0 \text{ A}$$

$$\Delta P_{SRI} = I^2 \cdot R$$

$$= 0^2 \cdot 0,058$$

$$= 0 \text{ Watt}$$

Hasil dari perhitungan yang sama dengan NFA2X SR1, dapat dianalisis untuk seluruh penghantar NFA2X dengan jumlah 171 penghantar, seperti pada lampiran (4). Besarnya rugi-rugi daya yang tertera pada lampiran (4) selanjutnya direkapitulasi seperti tertera pada tabel 4.14 berikut.

Tabel 4.14. Total Rugi-rugi Daya pada Penghantar NFA2X Untuk Beban Tidak Seimbang.

Uraian Penghantar	Rugi-rugi daya (W)	
	Siang	Malam
NFA2X	24,461156	73,8006

Hasil dari perhitungan rugi-rugi daya beban tidak seimbang pada penghantar LVTC dan NFA2X, maka akan didapat hasil total rugi-rugi daya beban

tidak seimbang dengan cara menjumlahkan hasil rugi-rugi daya penghantar LVTC dengan NFA2X seperti tertera pada Tabel 4.15.

Tabel 4.15. Total rugi-rugi Daya Beban Tidak Seimbang

Waktu	Rugi-rugi Daya pada Saluran (W)		Total Rugi-rugi Daya (W)
	LVTC	NFA2X	
Siang	309,46	24,46	333,92
Malam	700,99	73,8	774,79

Besarnya rugi-rugi daya beban tidak seimbang pada saluran untuk waktu siang hari jika dinyatakan dalam persentase adalah :

$$\begin{aligned}
 \% \text{ Rugi-rugi} &= \frac{\text{total rugi daya pada saluran (KW)}}{\text{Daya dari PLN (kVA)}} \times 100\% \\
 &= \frac{0,33}{19,7} \times 100\% \\
 &= 1,675 \%
 \end{aligned}$$

Hasil dari perhitungan yang sama dengan rugi-rugi daya beban tidak seimbang waktu siang hari, maka rugi-rugi daya beban tidak seimbang pada saluran untuk waktu pada malam hari jika dinyatakan dalam persentase adalah sebesar 2,32 %

4.2.3 Hasil Perbandingan Rugi-rugi Daya

Berikut adalah Tabel perbandingan rugi-rugi daya pada JTR MR 001 beban seimbang dan tidak seimbang untuk waktu siang dan malam hari.

Tabel 4.16. Perbandingan Rugi-rugi Daya pada JTR MR 001

Waktu	Kondisi	Total Rugi-rugi Daya (Watt)	Persentase Rugi-rugi (%)
Seimbang	Siang	272,93	1,37
	Malam	664,25	1,99
Tidak seimbang	Siang	333,92	1,675
	Malam	774,79	2,32

4.2.4 Rugi-rugi (losses) Energi dan Kerugian Finansial pada JTR MR 001 Beban Seimbang dan Tidak seimbang

Maka dari hasil rugi-rugi daya total pada Tabel 4.16 dapat dihitung rugi-rugi (*Losses*) dan kerugian finansial PT. PLN beban seimbangan dan tidak seimbang pada tiap fasa dengan menggunakan persamaan (24).

diasumsikan lama waktu WLBP 22 jam/hari dan WBP 2 jam/hari.

Beban seimbang waktu siang hari (WLBP) :

$$\begin{aligned}
 W &= P \times t \\
 &= 272 \times 1 \\
 &= 272 \text{ Wh} \\
 &= 0.272 \text{ kWh}
 \end{aligned}$$

$$\text{Rugi-rugi selama WLBP} = 0,272 \times 22 = 5,9 \text{ kWh/hari}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Kerugian finansial/bulan} &= \text{Energi hilang} \times 30 \times \text{harga produksi listrik} \\
 &= 5,9 \times 30 \times \text{R.p } 983.00
 \end{aligned}$$

$$= \text{Rp. } 176.468.00/\text{bulan}$$

Beban seimbang waktu malam hari (WBP) :

$$W = P \times t$$

$$= 664 \times 1$$

$$= 664 \text{ Wh}$$

$$= 0.664 \text{ kWh}$$

$$\text{Rugi-rugi selama WBP} = 0,664 \times 2 = 1,328 \text{ kWh/hari}$$

$$\text{Kerugian finansial/bulan} = \text{Energi hilang} \times 30 \times \text{harga produksi listrik}$$

$$= 1,328 \times 30 \times \text{Rp } 983.00$$

$$= \text{Rp. } 39.162.00/\text{bulan}$$

Besarnya rugi- rugi energi dan kerugian finansial untuk keadaan tidak seimbang perhitungannya sama dengan keadaan seimbang, jadi diperoleh hasil, WLBP rugi-rugi energi = 7,348 kWh/hari dan kerugian finansial = Rp. 216.692.00/bulan sedangkan untuk WBP rugi-rugi energi =1,548 kWh/hari dan kerugian finansial = Rp.45.650.00/bulan, total rugi-rugi energi dan finansial dapat diliha pada Tabel 4.16.

Tabel 4.17. Total Kerugian Energi dan Finansial JTR MR 001

Kondisi	Waktu	Satu Hari		Satu Bulan	
		Rugi-rugi daya (Watt)	Rugi-rugi Energi (kWh)	Rugi-rugi Energi (kWh)	Kerugian Finansial (Rp)
Seimbang	Siang	272,93	5,9	177	176648
	Malam	664,25	1,328	39,84	39162
Tidak seimbang	Siang	333,93	7,368	221,04	216692
	Malam	774,79	1,548	46,44	45650

Berdasarkan pada tabel 4.17 jadi kerugian finansial JTR MR 001 kondisi seimbang dalam waktu satu bulan adalah Rp.215.810.00 dan kerugian finansial JTR MR 001 kondisi tidak seimbang dalam waktu satu bulan adalah Rp.262.342.00.

4.3 Penyeimbangan Beban pada Tiap Fasa

Hasil pengukuran beban pada masing-masing pelanggan, menunjukkan persentase ketidak seimbangan beban yang tinggi yakni 32% pada siang hari (WLBP) dan 21,63% pada malam hari (WBP), sehingga penyeimbangan beban mutlak diperlukan karena menurut Standart PLN ketidakseimbangan beban pada transformator distribusi tidak boleh lebih dari 5%. Pada penelitian ini peneliti menggunakan metode *all reconnecting* dengan parameter rata-rata penggunaan kWh tiap harinya untuk melakukan penyeimbangan beban pada tiap fasanya

4.3.1 Perhitungan Nilai Arus Masing-masing Pelanggan Berdasarkan Pemakaian kWh Listrik

Data pembelian kWh listrik didapat dari PT. PLN (persero) dan diambil lima pembelian kWh terakhir, untuk menghitungnya digunakan persamaan (1) dan (2)

$$\text{Rata-rata kWh tiap hari} = \frac{\text{lima Pembelian kWh terakhir}}{\text{Jumlah hari}}$$

$$\begin{aligned} \text{Rata-rata kWh tiap hari B01.01a} &= \frac{60,3}{94} \\ &= 0,641 \text{ kWh/hari} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Rata-rata penggunaan kWh tiap jam} &= \frac{0,641}{24} \\ &= 0,0267 \text{ kWh} \\ &= 26,7 \text{ Wh} \end{aligned}$$

Dari nilai rata-rata penggunaan kWh listrik tiap hari dan tiap jam dapat diketahui kontribusi beban masing-masing pelanggan pada tiap jam dengan menggunakan persamaan (3)

$$I = \frac{W}{V \cdot \cos\phi \cdot t}$$

$$I = \frac{26,7}{227 \cdot 0,98 \cdot 1}$$

$$I = 0,12 \text{ A/Jam}$$

Dengan perhitungan yang sama dapat diterapkan pada seluruh pelanggan gardu distribusi MR 001 dengan jumlah 171 pelanggan, dengan asumsi untuk waktu

malam hari (WBP) rata-rata penggunaan arus litrik dikalikan 2 (dua). hasil perhitungan pada masing-masing jurusan seperti tertera pada Tabel 4.18 berikut.

Tabel 4.18. Hasil Perhitungan Arus pada Masing-masing Jurusan Kondisi Sebelum Diseimbangkan

No	Uraian		Data Beban (A)						Panjang (meter)
			Siang			Malam			
	Jurusan B	Jurusan D	R	S	T	R	S	T	
1	LVTC 1		2,95			3,289			50
2	LVTC 2			2,65			5,312		50
3	LVTC 3		3,76		0,35	7,525		0,709	40
4	LVTC 4		3,30		0,20	6,612		0,400	40
5	LVTC 5			0,34	3,80		0,693	7,600	40
6		LVTC 6		1,25	0,17		0,625	0,089	50
7		LVTC 7		4,60			9,200		50
8		LVTC 8			1,66			3,329	50
9		LVTC 9	0,85	0,79		1709,	1,593		50
10		LVTC 10	5,14			10,295			50
11		LVTC 11		2,31	1,12		4,628	0,561	50
12		LVTC 12		4,25			7,900		50
13		LVTC 13		1,67			3,346		50
14		LVTC 14		0,52			1,055		50
15		LVTC 15			5,98			11,96	50
16		LVTC 16	6,15			6,180			50
17		LVTC 17	0,64			1,290			50
18		LVTC 18		0,20			0,400		50
19		LVTC 19	3,38			5,081			50
20		LVTC 20							50
21		LVTC 21		2,11			4,223		50
22		LVTC 22	5,1		1,53	10,214		3,068	50
23		LVTC 23		0,549	3,51		1,098	7,036	50
24		LVTC 24							50

Untuk perhitungan nilai arus tiap pelanggan secara lengkap dapat dilihat pada lampiran (5). Pada lampiran (5) terlihat bahwa pelanggan dengan nomor *rayon card* B01.01b, B01.02a2, D01.13a, D01,14a, D06.26a, D07.27c1, D11.36c dan D14.41a memiliki nilai arus siang lebih besar dari nilai arus malam ini dikarenakan pelanggan tersebut bukan pelanggan R1 sehingga WBP terjadi pada siang hari dan WLBP terjadi pada malam hari.

Hasil perhitungan beban pada masing-masing pelanggan, kemudian direkapitulasi seperti tertera pada Tabel 4.19

Tabel 4.19 Rekapitulasi Hasil Perhitungan Arus Tiap Pelanggan Kondisi Sebelum Diseimbangkan

Waktu	Hasil Perhitungan			
	Tegangan rata rata (Volt)	Arus (A)		
		R	S	T
Siang	227	31,32	21,28	18,35
Malam	227	52,2	40,09	34,75

Dengan data rekapitulasi hasil perhitungan arus tiap pelanggan kondisi sebelum diseimbangkan pada Tabel 4.19. dapat digunakan untuk menghitung :

- Total daya JTR perhitungannya sama dengan sub.bab 4.1 dengan persamaan (14).
- Persentase pembebanan transformator perhitungannya sama dengan sub.bab 4.1.3 dengan persamaan (16), (17).
- Persentase ketidakseimbangan beban perhitungannya sama dengan sub.bab 4.1.4 dengan persamaan (18) (19) (20).

- Perhitungan arus netral transformator perhitungannya sama dengan sub.bab 4.1.1
- Rugi-rugi energi pada sistem tiga fasa beban tidak seimbang perhitungannya sama dengan sub.bab 4.1.2 dengan persamaan (23).
- Rugi finansial akibat mengalirnya arus netral pada sistem tiga fasa beban tidak seimbang perhitungannya sama dengan sub.bab 4.1.2 dengan persamaan (24).

Hasil perhitungan keseluruhan dapat dilihat pada tabel 4.20 berikut :

Tabel 4.20. Hasil Perhitungan Keseluruhan Berdasarkan Data Rekapitulasi Arus pada Tiap Pelanggan Kondisi Sebelum Diseimbangkan

Waktu	Hasil Perhitungan									
	Tegangan (volt)	Arus (Ampere)			Total Beban (kVA)	Persentase pembebanan (%)	Persentase Ketidakseimbangan (%)	IN (Ampere)	Rugi-rugi Akibat IN Energi/hari (kWh)	Rugi-rugi akibat IN Finansial/Bulan (Rp)
		R	S	T						
Siang	227	31,31326997	21,28275484	18,35425658	16,106	10,243	22	11,78	13,61	401358
Malam	227	52,2025055	40,09069355	34,75646008	28,840	18,341	37	15,95	2,21	65172
Total rugi-rugi energi dan finansial									15,82	Rp.466.530.00

Pada Tabel 4.20 hasil perhitungan persentase pembebanan total transformator di gardu MR 001 waktu siang hari adalah 16,106%, persentase ketidakseimbangan beban sebesar 22 %, arus netral sebesar 11,78 A dan kerugian finansial tiap bulan akibat adanya arus netral adalah Rp.401.358.00 sedangkan pada waktu malam hari persentase pembebanan transformator adalah 37%, persentase ketidakseimbangan beban adalah sebesar 37%, arus netral sebesar 15,95 A dan kerugian finansial tiap bulan akibat adanya arus netral sebesar Rp.65.172.00. hasil yang diperoleh melalui perhitungan rata-rata penggunaan kWh tiap harinya tidak memiliki perbedaan yang jauh dengan hasil pengukuran langsung.

4.3.2 Rencana Penyeimbangan Beban pada Tiap Fasa Dengan Metode “*All Reconnecting*”

Berdasarkan data perhitnugan arus tiap pelanggan pada Tabel 4.18 dapat digunakan sebagai acuan untuk melakukan rencana penyeimbangan beban dengan cara memindahkan fasa sadapan SR yang memiliki pembebanan yang besar ke fasa sadapan SR yang memiliki pembebanan yang kecil. pada JTR MR 001 fasa dengan pembebanan paling besar waktu siang hari (WLBP) dan malam hari (WBP) adalah fasa R dan paling kecil adalah fasa T. Dengan data Tabel 4.18 maka banyak sadapan SR pada fasa R yang direncanakan untuk dipindahkan ke fasa T, hasil rekapitulasi rencana pemindahan fasa sadpan SR dapat dilihat pada Tabel 4.21. berikut.

Tabel 4.21. Hasil Perhitungan Arus pada Masing-masing Jurusan Kondisi Setelah Diseimbangkan

No	Uraian		Data Beban (A)						Panjang (meter)
			Siang			Malam			
	Jurusan B	Jurusan D	R	S	T	R	S	T	
1	LVTC 1			1,667	1,288		1,013	2,12	50
2	LVTC 2			2,656			5,312		50
3	LVTC 3		3,762		0,354	7,52		0,70	40
4	LVTC 4		3,306		0,2	6,61		0,4	40
5	LVTC 5				4,146			8,29	40
6		LVTC 6		1,429			0,714		50
7		LVTC 7		4,6			9,2		50
8		LVTC 8			1,664			3,32	50
9		LVTC 9		1,652			3,303		50
10		LVTC 10	5,147			10,2			50
11		LVTC 11		2,314	1,122		4,628	0,56	50
12		LVTC 12		4,25			7,9		50
13		LVTC 13		1,673			3,346		50
14		LVTC 14		0,527			1,055		50
15		LVTC 15			5,98			11,9	50
16		LVTC 16	6,15			6,18			50
17		LVTC 17			0,645			1,29	50
18		LVTC 18		0,2			0,4		50
19		LVTC 19			3,382			5,08	50
20		LVTC 20							50
21		LVTC 21		2,116			4,223		50
22		LVTC 22	5,1		1,53	10,2		3,06	50
23		LVTC 23	0,521	0,549	3,039	1,04	1,098	6,07	50
24		LVTC 24							50

Untuk nilai arus tiap-tiap pelanggan setelah dilakukan rencana penyeimbangan beban secara lengkap dapat dilihat pada lampiran (6).

Tabel 4.22. Pemindahan Fasa SR Lama ke Fasa Sadapan SR Baru

No	No. Tiang	No. Rayon Card Pelanggan	Nomor Meteran	Fasa sadapan Lama	Fasa sadapan Baru	Nilai Arus WLBP	Nilai Arus WBP
1	B01	01a	22111725838	R	S	0,120	0,240
2		01b	14026576117	R	S	1,547	0,773
3		02a	22113584456	R	T	0,535	1,071
4		02a1	14042366543	R	T	0,098	0,196
5		02a2	32018839673	R	T	0,302	0,151
6		02b	45007339638	R	T	0,161	0,322
7		02c	45007344265	R	T	0,193	0,386
8	B05	11a	14211232955	S	T	0,175	0,350
9		11b	14212275292	S	T	0,172	0,343
10	D01	14a	22115799847	T	S	0,179	0,089
11	D04	19a	45001370860	R	S	0,214	0,428
12		19b	45001425342	R	S	0,515	1,029
13		19c	45001384200	R	S	0,127	0,253
15	D12	37a	22111529370	R	T	0,491	0,982
16		37b	32018839145	R	T	0,154	0,309
17	D14	39a	45001416192	R	T	0,089	0,179
18		40a	45012118597	R	T	0,213	0,427
19		40b	45012118472	R	T	0,192	0,384
20		40c	45001560130	R	T	0,773	1,547
21		40d	45001288302	R	T	0,524	1,048
22		41a	437140001847	R	T	1,123	0,561
23		41b	2213444479	R	T	0,468	0,935
24	D18	48a	22112414762	T	S	0,516	1,031

Rencana penyeimbangan beban pada gardu distribusi MR 001 dilakukan dengan memindahkan 10 SR deret yang terdapat pada 6 tiang dengan jumlah pelanggan sebanyak 24 pelanggan. SR deret B01.01 dan D04.19 dipindahkan dari yang semula fasa sadapan R ke S. SR deret B01.02, D12.37, D14.39, D14.40, dan D14.41 dipindahkan dari semula fasa sadapan R ke T. SR deret B05.11 dipindahkan

dari semula S ke. Dan SR deret D01.14, D14.48 dipindahkan dari semula fasa T ke S.

Setelah merencanakan penyeimbangan beban kemudian dilakukan penjumlahan nilai arus berdasarkan nilai arus hasil perhitungan pada Tabel 4.21 dan hasil rekapitulasi total penjumlahan nilai arus dapat dilihat pada Tabel 4.23 berikut.

Tabel 4.23. Hasil Rekapitulasi Nilai Arus Tiap Fasa Setelah Dilakukan Rencana Penyeimbangan Beban

Waktu	Hasil Perhitungan			
	Tegangan (Volt)	Arus (A)		
		R	S	T
Siang	227	23,99	23,63	23,32
Malam	227	41,86	42,21	42,82

Untuk nilai tegangan tiap-tiap phasa ke netral menggunakan nilai rata-rata pengukuran tegangan pada tiap pelanggan dan nilai arus menggunakan nilai total pengukuran pada tiap-tiap pelanggannya.

Besar daya JTR keseluruhan dapat dihitung menggunakan persamaan (14), dengan perhitungan sebagai berikut :

Waktu siang hari :

$$\text{Arus } I_R = 23,99 \text{ A}$$

$$S_R = V \cdot I$$

$$= 227 \cdot 23,99$$

$$= 5445,73 \text{ VA}$$

$$\text{Arus } I_S = 23,63 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} S_S &= V \cdot I \\ &= 227 \cdot 23,63 \\ &= 5364,01 \text{ VA} \end{aligned}$$

$$\text{Arus } I_T = 23,32 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} S_T &= V \cdot I \\ &= 227 \cdot 23,32 \\ &= 5293,64 \text{ VA} \end{aligned}$$

Sehingga dapat diketahui besar daya JTR untuk Siang hari adalah $S_R + S_S + S_T = 16103,38 \text{ VA} = 16,1 \text{ kVA}$. Besarnya daya JTR untuk malam hari, perhitungannya sama dengan siang hari, jadi diperoleh hasil 28,8 kVA. Hasil-hasil tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.24

Tabel 4.24 Total daya JTR Hasil Perhitungan Setelah Melakukan Rencana Penyeimbangan Beban

Waktu	Hasil Pengukuran				Total Beban (kVA) R+S+T
	Tegangan (Volt)	Arus (A)			
		R	S	T	
Siang	227	39,96	31,983	15,001	16,1
Malam	227	63,839	50,445	31,406	28,8

4.3.2.1 Perhitungan Arus Netral Transformator Berdasarkan Data Hasil

Pengukuran Setelah Melakukan Rencana Penyeimbangan Beban

Tidak seimbangnya beban pada tiap fasa R, S dan T menyebabkan adanya arus yang mengalir pada netral transformator meskipun telah dilakukan rencana penyeimbangan beban, Arus yang mengalir pada penghantar netral transformator ini menyebabkan rugi-rugi. Dari data pada Tabel 4.22 maka dapat dihitung arus netral pada penghantar transformator sebagai berikut.

Data beban MR 001 tiga fasa 160 kVA.

Nilai $\cos \Phi$ untuk fasa R,S dan T diasumsikan 0,98

Waktu siang hari (WLBP) :

fasa R dengan arus sebesar 23,99 Amp

fasa S dengan arus sebesar 23,63 Amp

fasa T dengan arus sebesar 23,32 Amp

Dengan menjadikan fasa R sebagai referensi maka kita dapat menentukan besarnya arus dan sudut untuk tiap fasa sbb:

Untuk fasa R : $\Phi = \arccos 0,98 = 11,48^\circ$ maka $IR = 23,99 \angle -11,48^\circ \text{ Amp}$

Untuk fasa S : $\Phi = \arccos 0,98 = 11,48^\circ$ maka $IS = 23,63 \angle -11,48 - 120^\circ \text{ Amp}$

Untuk fasa T : $\Phi = \arccos 0,98 = 11,48^\circ$ maka $IT = 23,32 \angle -11,48 + 120^\circ \text{ Amp}$

$$IN + IR + IS + IT = 0$$

$$-IN = IR + IS + IT$$

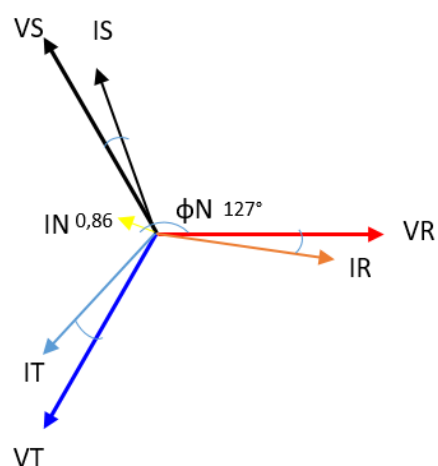
$$\begin{aligned}
 -IN &= 23,99\angle -11,48^\circ + 23,63\angle -131,48^\circ + 23,32\angle 108,52^\circ \\
 -IN &= (23,15 - j4,7) + (-15 - j17,7) + (-7,76 + j22,11) \\
 -IN &= 1,51 - j0,29 \\
 -IN &= 1,53\angle -10,871^\circ \text{ Amp} \\
 IN &= 1,53\angle -10,871^\circ / 1\angle 180^\circ \text{ Amp} \\
 IN &= 1,53\angle -190,871^\circ \text{ Amp} \\
 IN &= 1,53\angle 169^\circ \text{ Amp}
 \end{aligned}$$

Besarnya nilai arus yang mengalir pada penghantar netral untuk malam hari, perhitungannya sama dengan siang hari, jadi diperoleh hasil = $0,86\angle -127^\circ \text{ Amp}$.

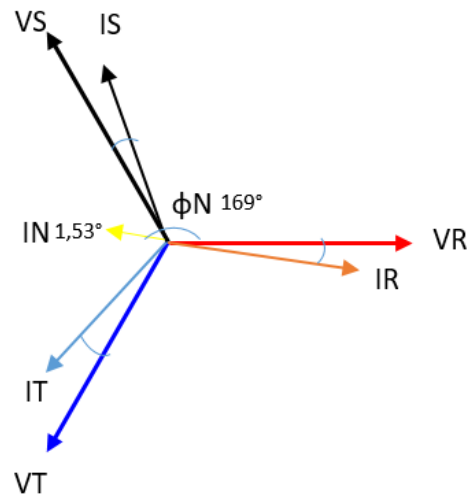
Hasil-hasil tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.25.

Tabel 4.25. Nilai Arus Pada Tiap Fasa dan Netral Setelah Dilakukan Perencanaan Penyeimbangan Beban

Waktu	Hasil Pengukuran dan Perhitungan				
	Tegangan (Volt)	Arus (A)			
		R	S	T	N
Siang	227	23,99	23,63	23,32	$1,53 \angle 169^\circ$
Malam	227	41,86	42,21	42,82	$0,86 \angle 1127^\circ$



Gambar 4.4. Diagram Fasor Beban waktu siang hari (WLBP) Setelah Dilakukan Rencana Penyeimbangan Beban



Gambar 4.5. Diagram Fasor Beban Waktu malam hari (WBP) Setelah Dilakukan Rencana Penyeimbangan Beban

pada gambar 4.4 dan 4.5 menunjukkan besarnya nilai I_N serta besar sudut masing-masing. pada gambar 4.4 nilai I_N (ditunjukkan dengan warna kuning) = 1,53 ampere dengan besar sudut 169° dari sudut referensi (V_R) besarnya nilai I_N setelah dilakukan penyeimbangan jauh lebih kecil jika dibandingkan sebelum dilakukan penyeimbangan. besar nilai I_N bergantung dari seberapa besar tingkat ketidak seimbangan bebannya, untuk I_R , I_S dan I_T nilai arusnya berdasarkan perhitungan pada tabel 4.22, besar sudut dari ketiga fasa I_R , I_S dan I_T adalah sama karena nilai $\cos\phi$ yang digunakan adalah nilai asumsi 0,98 jadi besar sudutnya adalah $11,48^\circ$, begitu juga dengan gambar 4.5.

4.3.2.2 Rugi-rugi (*losses*) Energi dan Finansial Setelah Dilakukan Penyeimbangan Beban

Untuk menghitung rugi –rugi energi listrik akibat adanya arus netral yang mengalir ke penghantar pembumian dana tahanan antara penghantar pembumian

dan bumi dapat menggunakan persamaan (23). Untuk nilai tahanan pembumuan diasumsikan 5 ohm, $\cos\phi$ diasumsikan 0,98 dan untuk lama waktu pada siang hari (WLBP) diasumsikan 22 jam /hari dan malam hari (WBP) 2 jam/hari

Waktu siang hari (WLBP)

$$\begin{aligned}
 P &= I^2 R t \cos\Phi \text{ (wh)} \\
 &= 1,53^2 \cdot 5 \cdot \cos 169^\circ \cdot 0,98 \cdot 22 \\
 &= 2,34 \cdot 5 \cdot -0,98 \cdot 0,98 \cdot 22 \\
 &= 247,302 \text{ Wh} \\
 &= 0,247 \text{ kWh/hari}
 \end{aligned}$$

Maka dari hasil rugi-rugi energi dapat dihitung kerugian PT. PLN akibat ketidakseimbangan dan mengalirnya arus netral dengan persamaan (24).

Waktu siang hari (WLBP)

$$\begin{aligned}
 \text{Kerugian finansial/bulan} &= \text{Energi hilang} \times 30 \times \text{harga produksi listrik} \\
 &= 0,247 \times 30 \times \text{Rp. } 983/\text{kWh} \\
 &= \text{Rp. } 7.288.00/\text{bulan}
 \end{aligned}$$

Besarnya rugi- rugi energi dan kerugian finansial untuk malam hari, perhitungannya sama dengan siang hari, jadi diperoleh hasil, rugi-rugi energi = 0,004 kWh/hari dan kerugian finansial =Rp.128.00/bulan hasil-hasil tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.26

Tabel 4.26 Rekapitulasi Rugi-rugi Setelah Dilakukan Rencana
Penyeimbangan Beban

Waktu	Rugi-rugi akibat beban tidak seimbang		
	Arus Netral (A)	Rugi Energi/hari (kWh)	Rugi Finansial/bln (Rp)
Siang	1,53, $\angle 169^\circ$	0,247	7.288
Malam	0,86 $\angle -127^\circ$	0,004	128
Totat Rugi-rugi		0,251	7416

4.3.2.3 Presentase Pembebanan Transformator

Transformator pada gardu distribusi MR 001 mempunyai kapasitas daya sebesar 160 kVA yang artinya transformator tersebut mampu diberi beban pada tiap fasanya dengan jumlah total tidak lebih dari 160 kVA, menurut Standart PLN transformator sebaiknya tidak diberi beban melebihi 80% kapasitasnya. Maka peneliti perlu menghitung Arus beban penuh transformator, dengan persamaan (15) dengan perhitungan sebagai berikut :

$$I_{FL} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 230,9 \text{ A}$$

Rata-rata arus ketiga fasa dihitung menggunakan persamaan (16), dengan perhitungan sebagai berikut :

Waktu siang hari (WLBP) :

$$I_{\text{rata-rata}} = \frac{I_R + I_S + I_T}{3}$$

$$I_{\text{rata-rata}} = \frac{23,99 + 23,63 + 23,32}{3} = 23,64 \text{ A}$$

Waktu malam hari (WBP) :

$$I_{\text{rata-rata}} = \frac{I_R + I_S + I_T}{3}$$

$$I_{\text{rata-rata}} = \frac{41,86 + 42,21 + 42,82}{3} = 42,29 \text{ A}$$

Persentase pembebanan transformator dihitung dengan persamaan (17),
dengan perhitungan sebagai berikut :

Waktu siang hari (WLBP) :

$$\begin{aligned} \% \text{pembebanan} &= \frac{I_{\text{rata-rata}}}{I_{FL}} \times 100\% \\ &= \frac{23,64}{230,9} \times 100\% \\ &= 10,27 \% \end{aligned}$$

Waktu malam hari (WBP):

$$\begin{aligned} \% \text{pembebanan} &= \frac{I_{\text{rata-rata}}}{I_{FL}} \times 100\% \\ &= \frac{42,29}{230,9} \times 100\% \\ &= 18,31 \% \end{aligned}$$

Hasil perhitungan persentase pembebanan transformator untuk waktu siang
dan malam hari dapat dilihat pada Tabel 4.27

Tabel 4.27. Persentase Pembebanan Setelah Dilakukan Rencana Penyeimbangan

Beban

Waktu	Arus Rata-rata (A)	Persentase pembebanan (%)
Siang	23,64	10,27
Malam	42,29	18,31

4.3.2.4 Persentase Ketidakseimbangan Beban Setelah Dilakukan

Penyeimbangan Beban

Persentase ketidakseimbangan beban transformator dihitung dengan menggunakan persamaan (18) (19) dan (20). Dan untuk mencari nilai koefisiensi a , b dan c sebagai berikut :

Waktu siang hari (WLBP):

$$a = \frac{I_R}{I_{rata-rata}} = \frac{23,99}{23,64} = 1,01$$

$$b = \frac{I_S}{I_{rata-rata}} = \frac{23,63}{23,64} = 0,99$$

$$c = \frac{I_T}{I_{rata-rata}} = \frac{23,32}{23,64} = 0,98$$

dihitung dengan menggunakan persamaan (21) maka persentase ketidakseimbangan beban waktu siang hari adalah :

$$= \frac{\{|a-1|+|b-1|+|c-1|\}}{3} \times 100\%$$

$$= \frac{\{|1,01-1|+|0,99-1|+|0,98-1|\}}{3} \times 100\%$$

$$= \frac{\{0,1+|0,01|+|0,02|\}}{3} \times 100\%$$

$$= 4\%$$

Hasil dari perhitungan yang sama dengan waktu siang hari, maka besar persentase untuk ketidakseimbangan beban waktu malam hari adalah sebesar 4 % seperti tertera pada Tabel 4.28.

Tabel 4.28 Persentase Ketidakseimbangan Setelah Dilakukan Rencana Penyeimbangan Beban

Waktu	Koefisien			Persentase ketidakseimbangan (%)
	a	b	c	
Siang	1,01	0,99	0,98	4
Malam	0,98	0,99	1,01	4

4.4 Perbandingan Setelah dilakukan Rencana Penyeimbangan Beban dengan Sebelum Dilakukan Rencana Penyeimbangan Beban

Setelah dilakukan penyeimbangan, hasil dari persentase ketidakseimbangan beban, nilai arus netral dan kerugian Finansial tentu akan berkurang dan hasil perbandingannya ditunjukkan pada sub bab berikut.

4.4.1 Perbandingan Setelah Rencana Penyeimbangan Beban dengan Pengukuran Sebelum Rencana penyeimbangan Beban.

Pada sub bab ini peneliti membandingkan hasil perhitungan penyeimbangan beban yang berdasarkan analisis dari rata-rata penggunaan kWh setelah

rencana penyeimbangan dengan data hasil pengukuran pada tiap pelanggan sebelum rencana penyeimbangan, hasil perbandingannya terlihat pada Tabel 4.29.

Untuk kerugian finansial akibat ketidakseimbangan beban pada JTR hasilnya diasumsikan sama.

Tabel 4.29 Perbandingan Setelah Rencana Penyeimbangan Beban dengan Pengukuran Sebelum Rencana Penyeimbangan Beban.

Hasil perhitungan	Sebelum		Sesudah	
	Siang	Malam	Siang	Malam
Persentase ketidakseimbangan (%)	32	21,63	4	4
Arus Netral (Ampere)	22	28	1,53	0,86
Kerugian Finansial akibat Arus Netral (Rp)	884700	147450	7288	128
Kerugian finansial Ketidakseimbangan JTR (Rp)	216692	45650	216692	45650
Total Kerugian Finansial (Rp)	1101392	193100	223980	45778

Berdasarkan pada Tabel 4.28 total kerugian finansial PT.PLN Persero tiap bulan sebelum dilakukan rencana penyeimbangan adalah Rp.1.294.492.00 dan setelah dilakukan rencana penyeimbangan beban kerugian finansial PT.PLN

Persero tiap bulan adalah Rp.269.758.00. jadi PT. PLN Persero dapat menghemat Rp. 1.024.734.00 tiap bulannya.

4.4.2 Perbandingan Setelah Rencana Penyeimbangan Beban dengan Perhitungan Sebelum Rencana penyeimbangan Beban.

Pada sub bab ini peneliti membandingkan hasil perhitungan penyeimbangan beban yang berdasarkan analisis dari data rata-rata penggunaan kWh setelah rencana penyeimbangan beban dengan data hasil perhitungan berdasarkan rata-rata penggunaan kWh sebelum rencana penyeimbangan beban, hasil perbandingannya terlihat pada Tabel 4.30.

Untuk kerugian finansial akibat ketidakseimbangan beban pada JTR hasilnya diasumsikan sama.

Tabel 4.30 Perbandingan Setelah Rencana Penyeimbangan Beban dengan Perhitungan Sebelum Rencana penyeimbangan Beban.

Hasil perhitungan	Sebelum		Sesudah	
	Siang	Malam	Siang	Malam
Persentase ketidakseimbangan (%)	22	37	4	4
Arus Netral (Ampere)	11,78	15,95	1,53	0,86
Kerugian Finansial akibat Arus Netral (Rp)	401358	65172	7288	128
Kerugian finansial Ketidakseimbangan JTR (Rp)	216692	45650	216692	45650
Total Kerugian Finansial (Rp)	618050	110822	223980	45778

Berdasarkan pada Tabel 4.29 total kerugian finansial PT.PLN Persero tiap bulan sebelum dilakukan penyeimbangan adalah Rp.728.872.00 dan setelah dilakukan rencana penyeimbangan beban kerugian finansial PT.PLN Persero tiap bulan adalah Rp.269.758.00. jadi PT. PLN Persero dapat menghemat Rp. 459.114.00 tiap bulannya.