

## **BAB IV**

### **ANALISA DAN PEMBAHASAN**

#### **4.1 Informasi Umum**

##### **4.1.1 Profil Kabupaten Bantul**

Kabupaten Bantul merupakan salah satu kabupaten yang berada di provinsi Daerah Istimewa Yogyakarta (DIY) terletak antara 07° 44' 04" - 08° 00' 27" Lintang Selatan dan 110° 12' 34" - 110° 31' 08" Bujur Timur. Sedangkan letak geografis kabupaten Bantul adalah:

- Sebelah Utara : Kota Yogyakarta dan kabupaten Sleman
- Sebelah Selatan : Samudera Hindia
- Sebelah Timur : Kabupaten Gunung Kidul
- Sebelah Barat : Kabupaten Kulon Progo

Tabel 4.1 Informasi Umum Kabupaten Bantul

<b>Informasi</b>	<b>Keterangan</b>
Luas Wilayah	506.85 km <sup>2</sup>
Jumlah Kecamatan	17
Jumlah Desa	75
Jumlah Dusun	933
Total Penduduk	± 919.440 Jiwa
Total Kepala Keluarga (KK)	± 299.772 KK

Sumber: Kantor Pengolahan Data Telematika, Pemerintah Kabupaten Bantul,  
2015

Dengan luas 15.90 % dari luas wilayah provinsi DIY. Kabupaten Bantul memiliki Kondisi topografi yang berbeda pada tiap bagian wilayahnya. Kabupaten

Bantul sendiri terdiri dari dataran rendah 40% dan dataran tinggi 60%, adapun secara garis besar adalah sebagai berikut:

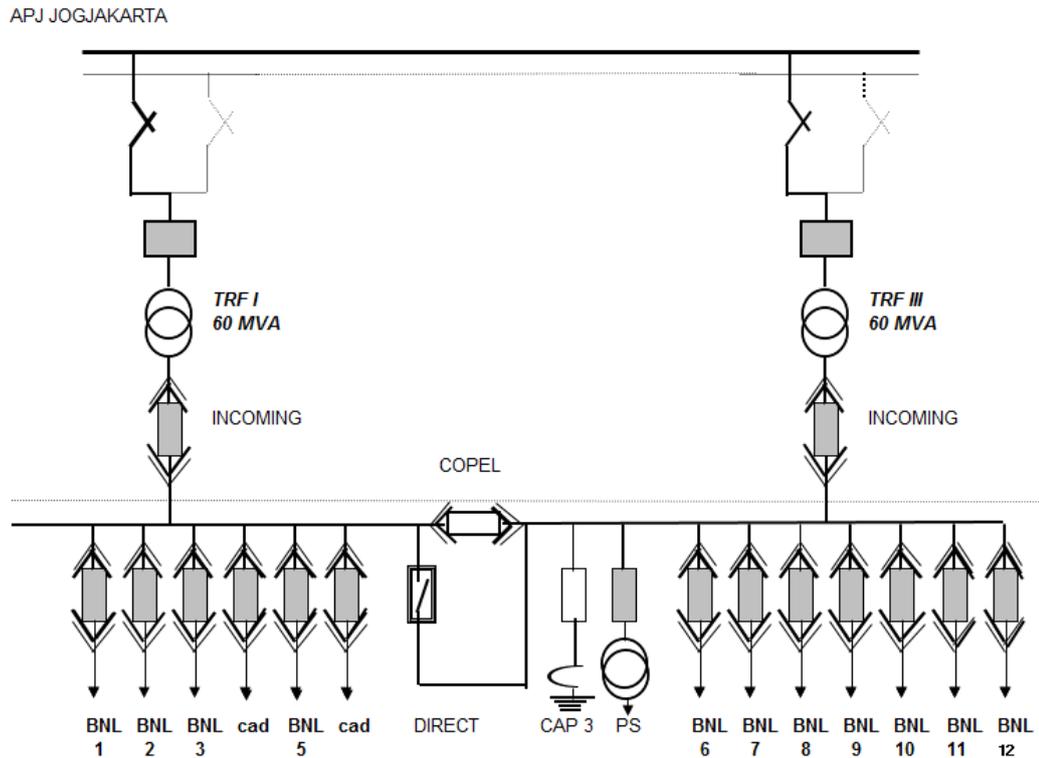
- Bagian barat, adalah daerah landai dengan perbukitan yang membujur dari utara hingga selatan dengan luas 89.86 km<sup>2</sup> (17,73 % dari seluruh wilayah);
- Bagian Tengah, adalah daerah datar dan landai merupakan daerah pertanian yang subur seluas 210.94 km<sup>2</sup> (41.62 % dari seluruh wilayah);
- Bagian Timur, merupakan daerah landai, miring dan terjal seluas 206.05 km<sup>2</sup> (40.65 % dari seluruh wilayah);
- Bagian Selatan, merupakan daerah berpasir yang terbentang di sepanjang Pantai Selatan Pulau Jawa, dari kecamatan Srandakan, Sanden dan Kretek.

#### **4.1.2 Sistem Jaringan Distribusi Bantul**

##### **4.1.2.1 Gardu Induk Bantul**

Gardu Induk Bantul merupakan salah satu dari delapan gardu induk sub APJ Yogyakarta yang melayani kebutuhan listrik pelanggan di beberapa wilayah Yogyakarta, diantaranya adalah Yogyakarta Kota Selatan, Bantul, Sedayu, Wonosari dan Kalasan.

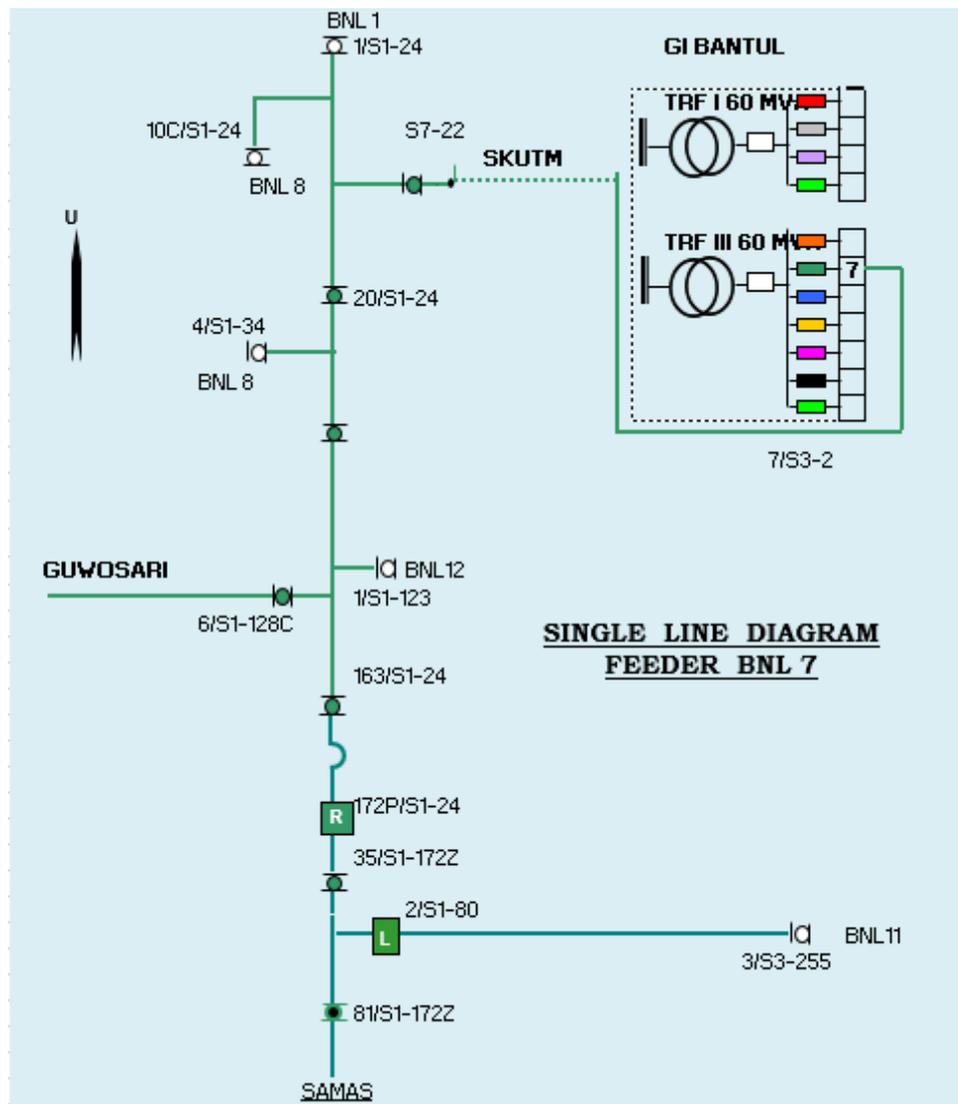
Sumber daya GI Bantul disuplai oleh Jaringan Tegangan Tinggi PLN dengan tegangan 150 KV. Dari bus 150 KV, tenaga listrik disalurkan ke transformator daya untuk diturunkan tegangannya dari tegangan transmisi 150 KV menjadi tegangan distribusi 20 KV. Sistem GI Bantul mempunyai kapasitas 120 MVA yang terdiri dari 2 buah transformator daya tiga fasa yaitu Trafo I dan Trafo III, dengan masing-masing daya 60 MVA. Tenaga listrik dari transformator I dan III tersebut disalurkan kepada 11 penyulang (feeder). Penyulang tersebut adalah penyulang Bantul/BNL 01, BNL 02, BNL 03, BNL 05, dan BNL 06, BNL 07, BNL 08, BNL 09, BNL 10, BNL 11, dan BNL 12. Adapun sistem GI Bantul dapat dijelaskan seperti terlihat pada gambar 4.1 berikut:



Gambar 4.1 *Single line diagram* GI Bantul

### 1. Penyulang Bantul 7

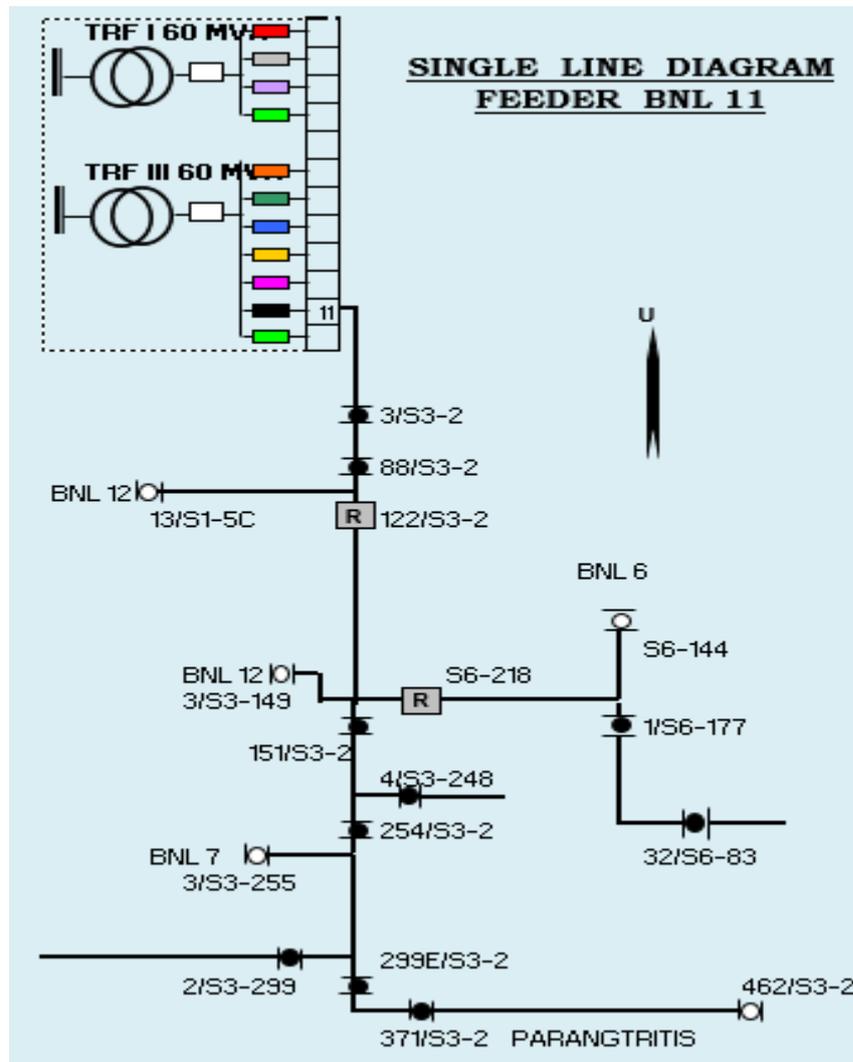
Penyulang Bantul 7 merupakan bagian dari sistem distribusi tenaga listrik GI Bantul yang menyalurkannya daya listrik ke beban dengan konfigurasi tipe radial. Penyulang ini menggunakan tipe saluran udara 20 kV dengan daya trafo distribusi terpasang sebesar 18.345 kVA. Trafo-trafo tersebut terpasang di sepanjang saluran mulai dari GI Bantul hingga ujung saluran pada daerah samas dengan jumlah sekitar 423 trafo distribusi. Adapun penyulang Bantul 7 dapat dilihat pada gambar 4.2 berikut:



Gambar 4.2 Single line diagram penyulang Bantul 7

## 2. Penyulang Bantul 11

Penyulang Bantul 11 merupakan salah satu jaringan distribusi primer 20 kV di GI Bantul dengan konfigurasi tipe radial dan menggunakan penghantar tipe saluran udara. Pada penyulang ini terpasang trafo distribusi di sepanjang saluran dengan kapasitas total sebesar 12585 Kva. Trafo-trafo tersebut terpasang dari GI Bantul hingga ujung saluran yaitu di daerah Parangtritis dengan jumlah trafo distribusi sebanyak 309. Adapun jaringan penyulang Bantul 11 dapat dilihat pada gambar 4.3 berikut:



Gambar 4.3 *Single line diagram* penyulang Bantul 11

#### 4.1.2.2 Karakteristik Beban

Sebagian besar jenis beban pelanggan yang terpasang pada penyulang GI Bantul merupakan beban 1 fase, walaupun terdapat beberapa pelanggan yang menggunakan beban 3 fase. Beberapa pelanggan yang menggunakan beban 3 fase tersebut adalah industri, mall dan lain-lain. Berikut arus pembebanan penyulang 7 dan 11 GI Bantul dapat dilihat pada tabel 4.2 berikut:

Tabel 4.2 Tabel arus pembebanan penyulang Bantul 7 dan 11.

Trafo	Kapasitas Trafo (MVA)	Nama Penyulang	Tegangan Penyulang (kV)	Beban Pada Bulan (ampere)					
				Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun
III	60	Bantul 7	20	252	212	255	277	274	<b><u>289</u></b>
		Bantul 11	20	204	238	<b><u>250</u></b>	237	239	235

Sumber: PT. PLN (persero) APJ Yogyakarta 2010

## 4.2 Potensi Sumber Energi Terbarukan

Sebagaimana diketahui dalam Undang-undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang ketenagalistrikan ditetapkan bahwa dalam pemanfaatan sumber energi primer diutamakan sumber energi baru dan terbarukan. Hal tersebut menunjukkan bahwa pemerintah mendorong penuh kebijakan PLN dalam pengembangan pembangkit listrik energi terbarukan/EBT.

Dalam buku Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN tahun 2016-2025 menjelaskan bahwa dengan terus bertumbuhnya kebutuhan tenaga listrik PLN berencana untuk membangun beberapa pembangkit yang berasal sumber energi terbarukan di provinsi Yogyakarta sesuai dengan potensi sumber energi baru terbarukan yang tersedia.

### 4.2.1 Potensi Energi Angin

Berdasarkan data potensi angin yang didapatkan dari Badan Meteorologi, Klimatologi, dan Geofisika (BMKG). Rata-rata kecepatan angin di pantai selatan Yogyakarta memiliki kecepatan angin rata-rata 3-5 m/s. Beberapa daerah yang memiliki potensi untuk dikembangkannya PLTB di Yogyakarta yaitu Bantul dan Gunung Kidul (AEAI. 2015). Di Yogyakarta sendiri telah mulai dikembangkan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu/Angin (PLTB) yang diprakarsai oleh Lembaga Penelitian dan Antariksa (LAPAN) dan Pusat Studi Energi (PSE) Universitas Gadjah Mada.

Dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PLN 2016-2025, di Yogyakarta direncanakan akan dibangun PLTB Samas dengan kapasitas pembangkitan sebesar 50 MW (2018) dan PLTB tersebar sebesar 10 MW (2025).

#### **4.2.2 Potensi Panas Bumi**

Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Badan Penelitian ESDM dan RUPTL PLN 2016-2025 untuk wilayah D.I. Yogyakarta provinsi D.I. Yogyakarta memiliki potensi panas bumi yang diperkirakan mencapai 10 MWe di 1 lokasi yaitu pada Parangtritis. Namun energi panas bumi tersebut masih memerlukan penelitian lebih dalam lagi agar nantinya dapat di jadikan pembangkit yang mampu mendukung energi listrik khususnya di wilayah D.I. Yogyakarta.

Berdasarkan kedua potensi EBT dan adanya rencana PLN mengenai pembangunan sektor pembangkit listrik tersebut, sumber EBT akan digunakan sebagai DG pada penelitian ini berupa pembangkit listrik tenaga angin dan gelombang laut dengan asumsi kapasitas pembangkitan sebesar 50 MW dan 10 MW yaitu pembangkit tenaga bayu (*Wind Turbine*) Samas dan pembangkit panas bumi (*geothermal energy*) yang berlokasi di Kabupaten Bantul, Yogyakarta. DG *Wind Turbine* dan DG *geothermal energy* tersebut langsung diinterkoneksi pada penyulang Bantul 7 dan 11.

#### **4.3 Permodelan JTM Penyulang Bantul 7 dan 11 pada Software ETAP.**

Untuk mempermudah dalam menganalisis maka pembuatan single line diagram penyulang Bantul 7 dan 11 dilakukan dengan mengelompokkan trafo-trafo menjadi beberapa wilayah (*zone*). Untuk panjang saluran per-*zone* diasumsikan dengan membagi total panjang saluran utama dengan jumlah *zone* masing-masing penyulang. Besarnya beban pada tiap *zone* diatur untuk mendapatkan arus pembebanan tertinggi sesuai dengan data arus pembebanan pada tabel 4.2. Beban yang digunakan pada simulasi ini adalah beban *lumped load*. *Lumped load* merupakan gabungan beban statis dan motor. Pengaturan beban tetap mempertimbangkan kapasitas trafo distribusi yang terpasang pada tiap *section*.

### 4.3.1 Single Line Penyulang Bantul 7

Tabel 4.3 Trafo distribusi dan beban terpasang penyulang Bantul 7 per wilayah

NO	ZONE	SECTION	KAPASITAS TRAFO DISTRIBUSI (kVA)	BEBAN (kVA)
1	1	1	750	375
		2	325	165
		3	600	300
		4	985	495
		5	1150	575
2	2	1	325	165
		2	1765	1000
		3	375	190
		4	1560	1030
		5	300	150
3	3	0	2045	1250
4	4	0	1870	935
5	5	0	150	75
6	6	0	625	310
7	7	0	100	50
8	8	0	600	300
9	9	0	275	135
10	10	0	50	25
11	11	0	700	350
12	12	0	650	325
13	14	0	180	90
14	16	0	1025	500
15	18	0	1125	500
16	19	0	815	400

Tabel 4.3 menunjukkan pengelompokan trafo distribusi penyulang Bantul 7 menjadi 16 kode wilayah/zone. Pada percobaan penyulang Bantul 7 memiliki panjang saluran utama  $\pm 25$  kms sehingga panjang saluran antar wilayah diperoleh sebesar 1.5 kms. Arus pembebanan pada penyulang Bantul 7 adalah 289 A.

### 4.3.2 Single Line Penyulang Bantul 11

Tabel 4.4 Trafo distribusi dan beban terpasang penyulang Bantul 11 per wilayah

NO	ZONE	SECTION	KAPASITAS TRAFO DISTRIBUSI (kVA)	BEBAN (kVA)
1	1	1	1240	975
		3	410	275
		4	50	30
		5	1865	1450
		6	200	130
		7	125	75
		8	520	360
		9	550	365
		10	360	240
		11	925	695
2	2	0	2210	1700
3	3	0	225	135
4	5	0	650	330
5	6	0	125	60
6	7	0	600	325
7	8	0	500	250
8	11	0	150	70
9	13	0	525	260
10	14	0	450	225
11	16	0	390	195
12	17	0	165	80
13	18	0	350	175

Tabel 4.4 menunjukkan pengelompokan trafo distribusi penyulang Bantul 11 menjadi 13 kode wilayah/zone. Pada percobaan ini Penyulang Bantul 11 memiliki panjang saluran utama  $\pm$  20 kms sehingga panjang saluran antar wilayah diperoleh sebesar 1.5 kms. Arus pembebanan pada penyulang Bantul 11 adalah 250 A.

Simulasi aliran daya penyulang Bantul 7 dan 11 dilakukan pada dua kondisi jaringan penyulang, yaitu dalam kondisi *existing* dan kondisi terpasang DG. Kondisi *existing* merupakan keadaan penyulang yang ada saat ini (tidak terhubung dengan DG). Sedangkan kondisi terpasang DG merupakan skenario jaringan distribusi tegangan menengah penyulang Bantul 7 dan 11 yang dihubungkan dengan pembangkit tersebar energi terbarukan.

## **4.4 Hasil Simulasi dan Analisis**

### **4.4.1 Penyulang Bantul 7**

Program ETAP telah melakukan analisis aliran daya penyulang Bantul 7 pada kondisi *existing* dan pemasangan DG *wind turbine* pada Bus 44 dengan arus pembebanan pada GI Bantul sebesar 289 A. Untuk mendapatkan arus pembebanan tersebut beban pada penyulang Bantul 7 dipasang pada setiap *section* dengan total beban terpasang sebesar 9690 kVA.

Pada percobaan ini, DG *wind turbine* dipasang pada Bus 44 atau ujung saluran penyulang. Sebelum dihubungkan dengan jaringan penyulang Bantul 7, tegangan keluaran pada generator DG *wind turbine* dinaikkan dari 13.8 kV menjadi tegangan 20 kV dengan menggunakan Trafo Daya dengan kapasitas 20 MVA. Tabel 4.5 menunjukkan perbandingan karakteristik tegangan bus 20 kV penyulang Bantul 7 berdasarkan simulasi dua kondisi yang berbeda.

Tabel 4.5 Karakteristik tegangan penyulang Bantul 7 sebelum dan setelah pemasangan DG

No	Zone	Section	Kode Bus	Tegangan Bus 20 kV Penyulang Bantul 7 (kV)	
				Sebelum DG	DG pada bus 44
1	1	1	4	19.691	19.789
		2			
		3			
		4			
		5			
2	2	1	10	19.589	19.729
		2			
		3			
		4			
		5			
3	3	0	18	19.521	19.701
4	4	0	20	19.469	<b>19.689</b>
5	5	0	22	19.429	<b>19.689</b>
6	6	0	24	19.39	19.69
7	7	0	26	19.354	19.695
8	8	0	28	19.32	19.701
9	9	0	30	19.29	19.711
10	10	0	32	19.261	19.722
11	11	0	34	19.233	19.734
12	12	0	36	19.209	19.75
13	14	0	38	19.189	19.771
14	16	0	40	19.171	19.792
15	18	0	42	19.159	19.82
16	19	0	44	19.154	19.855

Melihat tabel perbandingan karakteristik tegangan yang disajikan pada tabel 4.5, dapat dilihat perbedaan yang terjadi pada kedua kondisi jaringan. Pada kondisi *existing* penyulang Bantul 7 mengalami penurunan tegangan hingga ujung saluran yaitu pada bus 44 dengan nilai tegangan sebesar 19.154 kV. Berdasarkan nilai tegangan tersebut, maka dapat diketahui jatuh tegangan pada ujung saluran penyulang Bantul 7. Tegangan pada pangkal saluran atau terdekat GI pada bus 2 sebesar 19.817 kV. Tegangan bus 2 mempresentasikan sebagai tegangan kirim ( $V_s$ ). Sedangkan tegangan pada bus 44 merupakan tegangan terima ( $V_r$ ) dengan nilai sebesar 19.154 kV. Maka jatuh tegangan penyulang Bantul 7 adalah:

$$\begin{aligned}
 \text{Jatuh tegangan } \Delta V &= V_s - V_r \\
 &= 19.817 - 19.154 \\
 &= 0.663 \text{ kV}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Jatuh tegangan } \% &= \frac{\Delta V}{V_s} \times 100 \\
 &= \frac{0.663}{19.817} \times 100 \\
 &= 3.35 \%
 \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan tersebut diatas, maka dapat diketahui bahwa pada kondisi *existing* penyulang Bantul 7 mengalami jatuh tegangan sebesar 3.35% atau 0.663 kV.

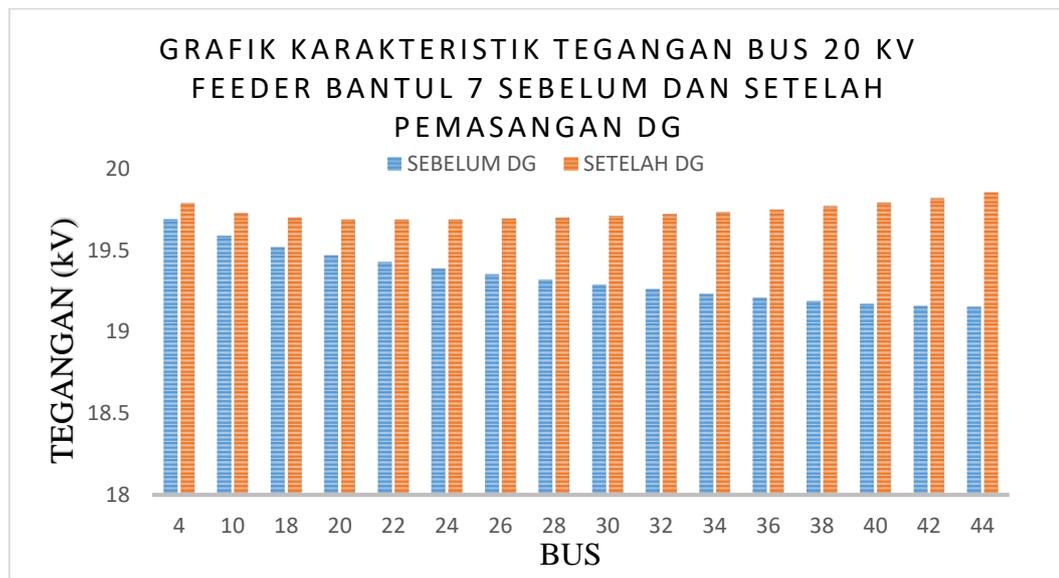
Pada kondisi pemasangan *DG wind turbine* pada bus 44, tegangan pada bus 2 mengalami kenaikan menjadi 19.875 kV sedangkan pada bus 44 menjadi 19.855 kV. Sehingga jatuh tegangan pada kondisi ini adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Jatuh tegangan } \Delta V &= V_s - V_r \\
 &= 19.875 - 19.855 \\
 &= 0.02 \text{ kV}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Jatuh tegangan } \% &= \frac{\Delta V}{V_s} \times 100 \\
 &= \frac{0.02}{19.875} \times 100 \\
 &= 0.1 \%
 \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan tersebut, maka dapat diketahui bahwa pada kondisi setelah pemasangan *DG wind turbine* pada bus 44 penyulang Bantul 7 mengalami jatuh tegangan sebesar 0.1% atau 0.02 kV.

Berdasarkan tabel 4.5 karakteristik tegangan hasil simulasi aliran daya penyulang Bantul 7 menghasilkan sebuah grafik perbandingan tegangan bus 20 kV pada kondisi sebelum dan setelah pemasangan DG yang terlihat pada gambar 4.4.



Gambar 4.4 Grafik Tegangan Bus 20 kV penyulang Bantul 7

Terlihat pada gambar 4.4 grafik tersebut menunjukkan tegangan bus 20 kV mulai dari bus 4 pada *zone* 1 hingga ujung saluran yaitu bus 44 pada *zone* 19. Pada kondisi sebelum pemasangan DG tegangan bus 4 sebesar 19.691 kV, seterusnya mengalami penurunan tegangan pada bus 10, 18 hingga bus 44 yang menjadi titik tegangan bus terendah yaitu sebesar 19.154 kV atau mengalami turun tegangan sebesar 3.35%.

Sedangkan pada kondisi setelah pemasangan DG, tegangan pada setiap bus mengalami kenaikan, pada ujung saluran bus 44 yang semula sebelum pemasangan DG bertegangan 19.154 kV mengalami perbaikan atau naik sebesar 3.53 % menjadi 19.855 kV. Titik tegangan bus terendah terjadi pada bus 20 dan 22 yaitu 19.689 kV. Hal ini disebabkan penyulang Bantul 7 juga mendapat suplai daya melalui DG *wind turbine* sehingga beban tidak sepenuhnya dipikul oleh GI Bantul. DG *wind turbine* menyuplai daya ke beban mulai dari *zone* 16 hingga *zone* 5.

Selain memberikan pengaruh terhadap tegangan saluran penyulang Bantul 7, pemasangan DG *wind turbine* juga berpengaruh terhadap rugi-rugi daya pada saluran penyulang Bantul 7. Perbedaan rugi-rugi daya yang terjadi pada penyulang tersebut dapat dilihat pada tabel 4.6.

Tabel 4.6 Rugi rugi daya penyulang Bantul 7

CKT / Branch	LOSSES					
	SEBELUM DG			SETELAH DG		
	ID	kW		kvar	kW	kvar
T3 GI BANTUL		4.7	158.6		2.1	72.8
Cable1		56.7	28.5		26.0	13.1
Cable2		36.7	18.4		13.2	6.6
Z 001 S 001		3.3	12.9		3.2	12.8
Z 001 S 002		1.8	5.7		1.8	5.6
Z 001 S 003		2.6	10.3		2.6	10.3
Z 001 S 004		3.0	17.4		3.0	17.3
Z 001 S 005		2.8	20.1		2.8	20.0
Cable3		16.7	8.4		2.8	1.4
Z 002 S 001		1.8	5.7		1.8	5.7
Z 002 S 002		5.7	40.1		5.6	39.8
Z 002 S 003		2.1	6.6		2.1	6.5
Z 002 S 004		6.8	48.5		6.8	48.0
Z 002 S 005		1.7	5.1		1.6	5.1
Cable4		9.7	4.9		0.5	0.3
Z 003 S 000		5.1	54.7		5.1	54.1
Cable5		5.7	2.9		0.0	0.0
Z 004 S 000		4.7	33.3		4.6	32.8
Cable6		5.5	2.7		0.0	0.0
Z 005 S 000		1.0	2.5		1.0	2.5
Cable7		4.4	2.2		0.1	0.0
Z 006 S 000		2.7	10.8		2.7	10.6
Cable8		4.2	2.1		0.1	0.1
Z 007 S 000		0.7	1.7		0.7	1.7
Cable9		3.3	1.7		0.3	0.2
Z 008 S 000		2.7	10.6		2.6	10.3
Cable10		2.9	1.5		0.5	0.2
Z 009 S 000		1.5	4.6		1.4	4.5
Cable11		2.9	1.4		0.5	0.2
Z 010 S 000		0.3	0.9		0.3	0.8
Cable12		2.0	1.0		0.9	0.5
Z 011 S 000		3.1	12.4		3.0	12.0
Cable13		1.4	0.7		1.5	0.7
Z 012 S 000		2.9	11.6		2.8	11.1
Cable14		1.2	0.6		1.7	0.8
Z 014 S 000		1.0	3.2		1.0	3.0
Cable15		0.5	0.2		2.8	1.4
Z 016 S 000		2.5	17.7		2.4	17.0
Cable16		0.1	0.0		4.2	2.1
Z 018 S 000		2.3	16.1		2.2	15.4
Cable17		0.0	0.0		3.7	1.9
Z 019 S 000		2.5	14.2		2.3	13.6
T1		0.0	0.0		1.7	31.9
TOTAL		223.4	602.6		126.3	494.6

Dengan arus pembebanan 289 A (kondisi *existing*), beban penyulang Bantul 7 menyerap total daya aktif dan daya reaktif sebesar 8295 kW dan 5605 kVAR

melalui grid PLN. Pada kondisi ini penyulang bantul 7 mengalami rugi-rugi daya aktif sebesar 223.4 kW dan rugi daya reaktif 602.6 kVAR.

Setelah pemasangan DG *wind turbine* pada bus 44 menyebabkan arus pembebanan pada GI menurun menjadi 195.8 A, beban penyulang Bantul 7 menyerap total daya aktif dan daya reaktif sebesar 5607 kW dan 3819 kVAR melalui grid PLN. Sedangkan arus pembebanan melalui DG *wind turbine* sebesar 96 A, dan daya yang diserap beban sebesar 2634 kW dan 1704 kVAR. Dari skenario ini menghasilkan penurunan rugi-rugi daya aktif dan reaktif, dimana rugi daya aktif pada penyulang Bantul 7 menjadi 126.3 kW dan rugi daya reaktif menjadi 494.6 kVAR. Berdasarkan tabel 4.6 maka dapat diketahui besarnya persentase penurunan rugi-rugi daya aktif dan reaktif pada penyulang Bantul 7 dengan persamaan berikut:

$$\begin{aligned} \% \text{ penurunan } \Delta P &= \frac{\Delta P - \Delta P'}{\Delta P} \times 100 \\ &= \frac{223.4 - 126.3}{223.4} \times 100 \\ &= 43.46 \% ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \% \text{ penurunan } \Delta Q &= \frac{\Delta Q - \Delta Q'}{\Delta Q} \times 100 \\ &= \frac{602.6 - 494.6}{602.6} \times 100 \\ &= 17.92 \% \end{aligned}$$

Dari skenario yang dilakukan interkoneksi DG pada bus 44 menghasilkan penurunan rugi-rugi daya aktif dan reaktif sebesar 43.46 % (97.1 kW) dan 17.92 % (108 kVAR) dari kondisi sebelumnya (*existing*).

#### 4.4.2 Penyulang Bantul 11

Simulasi aliran daya penyulang Bantul 11 dilakukan dengan mengatur beban penyulang pada setiap *section* dengan kapasitas seperti pada tabel 4.4 untuk mendapatkan arus beban terukur penyulang Bantul 11 pada GI Bantul yaitu sebesar 250 A. Setelah program ETAP melakukan simulasi aliran daya, tegangan bus pada penyulang Bantul 7 dapat dilihat pada tabel 4.8.

Pada percobaan penyulang Bantul 11, DG *geothermal energy* dihubungkan ke jaringan melalui bus 69. Sebelum dihubungkan ke jaringan tegangan yang dihasilkan generator DG tersebut dinaikkan dari 13.8 kV menjadi tegangan 20 kV dengan menggunakan trafo daya dengan kapasitas 10 MVA. Tabel 4.8 menunjukkan perbandingan karakteristik tegangan bus 20 kV penyulang Bantul 11 pada kondisi *existing* dan setelah dilakukan pemasangan DG.

Tabel 4.7 Karakteristik tegangan penyulang Bantul 11 sebelum dan setelah pemasangan DG

No	Zone	Section	Kode Bus	Tegangan Bus 20 kV Penyulang Bantul 11 (kV)	
				Sebelum DG	DG pada Bus 69
1	1	1	3	19.731	19.786
		3			
		4			
		5			
		6			
		7			
		8			
		9			
		10			
		11			
		2			
3	3	0	45	19.654	19.754
4	5	0	47	19.629	<b>19.751</b>
5	6	0	51	19.607	<b>19.751</b>
6	7	0	55	19.587	19.753
7	8	0	57	19.57	19.759
8	11	0	59	19.557	19.768
9	13	0	61	19.545	19.778
10	14	0	63	19.537	19.791
11	16	0	65	19.531	19.807
12	17	0	67	19.527	19.826
13	18	0	69	19.525	19.845

Pada kondisi *existing* penyulang Bantul 11 mengalami penurunan tegangan hingga ujung saluran yaitu pada bus 69 dengan tegangan 19.525 kV. Berdasarkan nilai tegangan tersebut, maka dapat diketahui jatuh tegangan pada ujung saluran penyulang Bantul 11. Tegangan pada pangkal saluran atau terdekat GI pada bus 2 sebesar 19.84 kV. Tegangan bus 2 mempresentasikan sebagai tegangan kirim

(Vs). Sedangkan tegangan pada bus 69 merupakan tegangan terima (Vr) dengan nilai sebesar 19.525 kV.

$$\begin{aligned} \text{Jatuh tegangan } \Delta V &= V_s - V_r \\ &= 19.84 - 19.525 \\ &= 0.315 \text{ kV} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Jatuh tegangan } \% &= \frac{\Delta V}{V_s} \times 100 \\ &= \frac{0.315}{19.84} \times 100 \\ &= 1.59 \% \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan tersebut diatas, maka dapat diketahui bahwa pada kondisi *existing* penyulang Bantul 11 mengalami jatuh tegangan sebesar 1.59 % atau 0.315 kV.

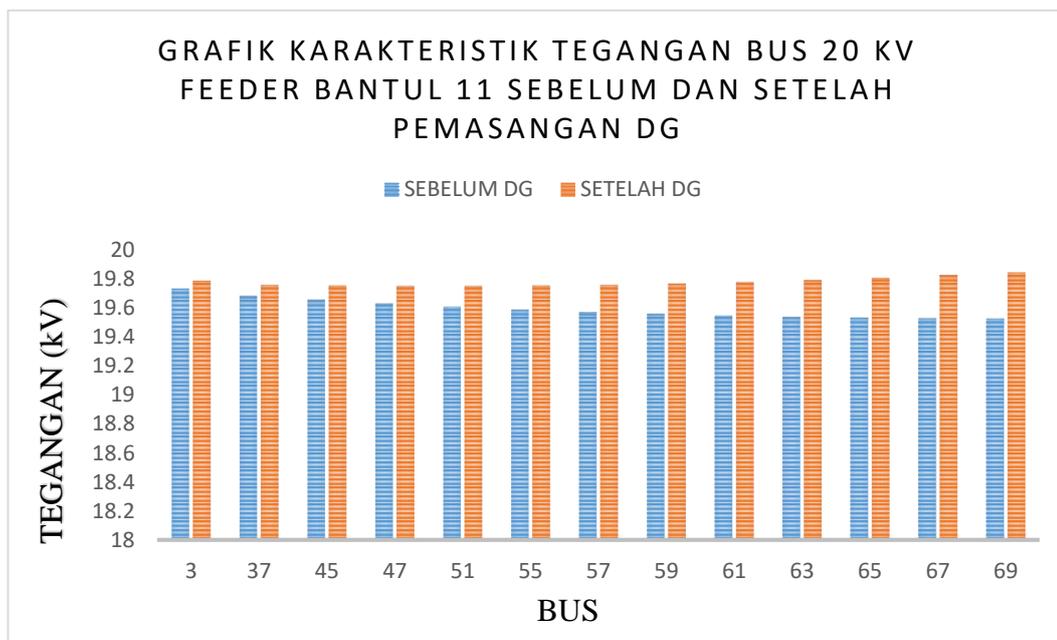
Pada kondisi pemasangan *DG geothermal energy* pada bus 69, tegangan pada bus 2 mengalami kenaikan menjadi 19.873 kV sedangkan pada bus 69 menjadi 19.845 kV. Sehingga jatuh tegangan pada kondisi ini dapat diketahui sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Jatuh tegangan } \Delta V &= V_s - V_r \\ &= 19.873 - 19.845 \\ &= 0.028 \text{ kV} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Jatuh tegangan } \% &= \frac{\Delta V}{V_s} \times 100 \\ &= \frac{0.028}{19.873} \times 100 \\ &= 0.14 \% \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan tersebut, maka dapat diketahui bahwa pada kondisi setelah pemasangan *DG geothermal energy* pada bus 69 penyulang Bantul 11 mengalami jatuh tegangan sebesar 0.14% atau 0.028 kV.

Berdasarkan tabel 4.7 karakteristik tegangan hasil simulasi aliran daya penyulang Bantul 11 menghasilkan sebuah grafik perbandingan tegangan bus 20 kV pada kondisi sebelum dan setelah pemasangan DG yang terlihat pada gambar 4.5.



Gambar 4.5 Grafik tegangan bus 20 kV penyulang Bantul 11

Pada Gambar 4.5 grafik tersebut menunjukkan bahwa penyulang Bantul 11 mengalami penurunan tegangan dari bus terdekat dengan GI Bantul hingga ke ujung saluran. Tegangan terendah bus 20 kV penyulang Bantul 11 sebesar 19.525 yang terjadi pada bus 69 atau mengalami jatuh tegangan sebesar 1.59 %. Sedangkan ketika penyulang Bantul 11 dihubungkan dengan DG setiap bus mengalami kenaikan tegangan. Tegangan bus 69 mengalami kenaikan sebesar 1.61% atau menjadi 19.845 kV. Titik tegangan bus terendah terjadi pada bus 47 dan 51 yaitu 19.751 kV. Hal ini disebabkan karena penyulang Bantul 7 mendapat suplai daya melalui 2 sumber yaitu GI Bantul dan DG *geothermal energy*.

Pemasangan DG *geothermal energy* pada ujung saluran penyulang Bantul 11 juga memberi pengaruh terhadap kualitas daya pada saluran penyulang. Rugi-rugi daya pada penyulang tersebut dapat dilihat pada tabel 4.10.

Tabel 4.8 Rugi-rugi daya penyulang Bantul 11

CKT / Branch	LOSSES			
	SEBELUM DG			SETELAH DG
ID	kW	kvar		kW
T1	3.5	118.8	2.2	75.1
Cable 1	42.5	21.3	26.8	13.5
Cable 2	8.7	4.4	2.6	1.3
Z 001 § 001	7.7	54.5	7.7	54.3
Z 001 § 003	4.1	12.6	4.1	12.6
Z 001 § 004	0.5	1.2	0.5	1.2
Z 001 § 005	11.3	80.2	11.3	79.9
Z 001 § 006	1.9	5.8	1.9	5.7
Z 001 § 007	1.2	3.0	1.2	3.0
Z 001 § 008	4.4	17.3	4.4	17.3
Z 001 § 009	4.2	16.8	4.2	16.8
Z 001 § 010	3.5	10.9	3.5	10.9
Z 001 § 011	6.4	36.9	6.4	36.8
Cable 3	2.7	1.3	0.1	0.0
Z 002 § 000	8.8	93.5	8.7	93.0
Cable 4	2.3	1.2	0.0	0.0
Z 003 § 000	1.8	5.5	1.8	5.5
Cable 5	1.6	0.8	0.0	0.0
Z 005 § 000	2.9	11.6	2.9	11.5
Cable 6	1.5	0.8	0.0	0.0
Z 006 § 000	0.8	1.9	0.8	1.9
Cable 7	0.9	0.5	0.1	0.1
Z 007 § 000	3.1	12.2	3.1	12.1
Cable 8	0.6	0.3	0.3	0.1
Z 008 § 000	2.8	8.5	2.7	8.4
Cable 9	0.5	0.3	0.4	0.2
Z 011 § 000	0.9	2.2	0.9	2.1
Cable 10	0.3	0.1	0.6	0.3
Z 013 § 000	2.3	9.0	2.2	8.8
Cable 11	0.1	0.1	0.9	0.5
Z 014 § 000	2.5	7.7	2.4	7.6
Cable 12	0.0	0.0	1.3	0.6
Z 016 § 000	2.2	6.7	2.1	6.6
Cable 13	0.0	0.0	1.4	0.7
Z 017 § 000	0.9	2.7	0.8	2.6
Cable21	0.0	0.0	1.2	0.6
Z 018 § 000	1.9	6.0	1.9	5.9
T50	0.0	0.0	1.3	19.8
<b>TOTAL</b>	<b>141.2</b>	<b>556.6</b>	<b>114.6</b>	<b>517.2</b>

Dengan arus pembebanan sebesar 250 A (kondisi *existing*), beban penyulang Bantul 11 menyerap daya aktif sebesar 7145 kW dan daya reaktif sebesar 4897 kVAR dari GI Bantul. Rugi-rugi daya yang terjadi pada penyulang Bantul 11 pada keadaan *eksisting* sebesar 141.2 kW untuk rugi daya aktif dan 556.6 kVAR rugi daya reaktif.

Setelah pemasangan DG *geothermal energy* pada bus 69 menyebabkan arus pembebanan pada GI menurun menjadi 198.8 A, beban penyulang Bantul 11 menyerap total daya aktif dan daya reaktif sebesar 5693 kW dan 3875 kVAR melalui grid PLN. Sedangkan arus pembebanan melalui DG *geothermal energy* sebesar 50.4 A, dan daya yang diserap beban penyulang sebesar 1439 kW dan 992 kVAR. Pada kondisi ini rugi daya aktif berkurang menjadi 114.6 kW dan rugi daya reaktif menjadi 517.2 kVAR Berdasarkan tabel 4.8 maka dapat diketahui besar persentase penurunan rugi-rugi daya aktif dan reaktif pada penyulang Bantul 11 sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \% \text{ penurunan } \Delta P &= \frac{\Delta P - \Delta P'}{\Delta P} \times 100 \\ &= \frac{141.2 - 114.6}{141.2} \times 100 \\ &= 18.84 \% ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \% \text{ penurunan } \Delta Q &= \frac{\Delta Q - \Delta Q'}{\Delta Q} \times 100 \\ &= \frac{556.6 - 517.2}{556.6} \times 100 \\ &= 7.08 \% \end{aligned}$$

Skenario ini menghasilkan penurunan rugi-rugi daya aktif dan reaktif sebesar 18.84% (26.6 kW) dan 7.08% (39.4 kVAR) dari kondisi sebelumnya (*existing*).