

BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini memaparkan hasil simulasi penempatan kapasitor bank dan STATCOM pada sistem tenaga listrik. Tujuan penempatan kapasitor bank dan STATCOM dioptimasi dengan menggunakan algoritma BFO agar mendapatkan nilai yang optimal untuk mereduksi rugi daya dan memperbaiki profil tegangan sesuai dengan batas yang ditentukan.

Simulasi dilakukan dengan menggunakan dua data, yaitu data sistem standar IEEE 30 bus dan data *test case* pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV. Data sistem standar digunakan untuk validasi metode yang digunakan sebelum diterapkan pada data *test case*. Data *test case* yang digunakan adalah data sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV tanggal 19 Februari 2016 pukul 19.30 yang bersumber dari PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B).

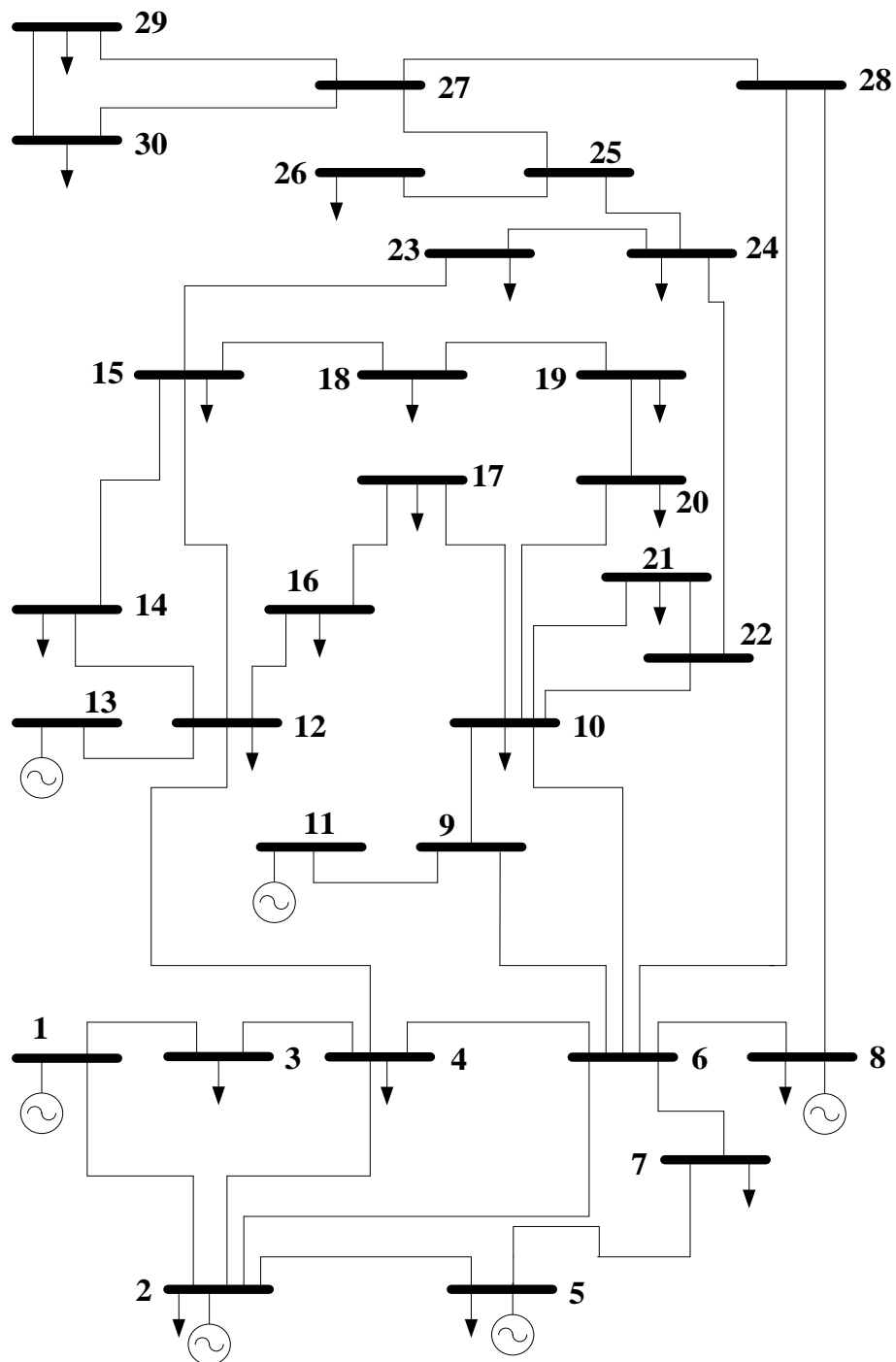
4.1 Data Sistem Standar IEEE 30 bus

Pada penelitian ini data sistem standar IEEE 30 bus merupakan data validasi. Data validasi adalah data yang digunakan untuk menguji program optimasi yang dibuat sebelum diaplikasikan pada data *test case* Jawa Madura Bali 500 kV. Sumber data sistem standar IEEE 30 bus berasal dari jurnal *Optimal Load Flow with Steady State Security*(Alsac & Stott, 1974:750). Pada Tabel 4.1 diklasifikasikan jenis-jenis bus pada sistem, sedangkan pada Gambar 4.1 ditunjukkan *single line diagram* sistem standar IEEE 30 bus.

Tabel 4.1 Jenis-jenis bus pada Sistem Standar IEEE 30 bus

Jenis Bus	Nomor Bus	Jumlah Bus
<i>Slack</i> Bus	Bus 1	1
<i>Load</i> Bus	Bus 3, 4, 6, 7, 9, 10, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, dan 30	24
Generator Bus	Bus 2, 5, 8, 11, dan 13	5
Jumlah		30

Sumber : Alsac & Stott (1974:750)



Gambar 4.1 Single Line Diagram Sistem Standar IEEE 30 Bus
 Sumber : Alsac & Stott (1974:750)

4.1.1 Data Saluran Transmisi Sistem Standar IEEE 30 Bus

Pada Tabel 4.2 adalah data saluran yang terdapat pada sistem standar IEEE 30 bus yang terdiri dari impedansi saluran (R dan X) dan susceptansi (B) masing-masing dalam bentuk per unit (p.u).

Tabel 4.2 Data Saluran Transmisi Sistem Standar IEEE 30 Bus

No. Saluran	Bus Awal	Bus Tujuan	R (p.u.)	X (p.u.)	$\frac{1}{2} B$ (p.u.)
1	1	2	0,0192	0,0575	0,0264
2	1	3	0,0452	0,1652	0,0204
3	2	4	0,0570	0,1737	0,0264
4	2	5	0,0472	0,1983	0,0209
5	2	6	0,0581	0,1763	0,0187
6	3	4	0,0132	0,0379	0,0042
7	4	6	0,0119	0,0414	0,0045
8	4	12	0,0000	0,2560	0,0000
9	5	7	0,0460	0,1160	0,0102
10	6	7	0,0267	0,0820	0,0085
11	6	8	0,0120	0,0420	0,0045
12	6	9	0,0000	0,2080	0,0000
13	6	10	0,0000	0,5560	0,0000
14	6	28	0,0169	0,0599	0,0065
15	8	28	0,0636	0,2000	0,0214
16	9	11	0,0000	0,2080	0,0000
17	9	10	0,0000	0,1100	0,0000
18	10	20	0,0936	0,2090	0,0000
19	10	17	0,0324	0,0845	0,0000
20	10	21	0,0348	0,0749	0,0000
21	10	22	0,0727	0,1499	0,0000
22	12	13	0,0000	0,1400	0,0000
23	12	14	0,1231	0,2559	0,0000
24	12	15	0,0662	0,1304	0,0000
25	12	16	0,0945	0,1987	0,0000
26	14	15	0,2210	0,1997	0,0000
27	15	18	0,1073	0,2185	0,0000
28	15	23	0,1000	0,2020	0,0000
29	16	17	0,0524	0,1923	0,0000
30	18	19	0,0639	0,1292	0,0000
31	19	20	0,0340	0,0680	0,0000
32	21	22	0,0116	0,0236	0,0000
33	22	24	0,1150	0,1790	0,0000
34	23	24	0,1320	0,2700	0,0000
35	24	25	0,1885	0,3292	0,0000
36	25	26	0,2544	0,3800	0,0000
37	25	27	0,1093	0,2087	0,0000
38	27	29	0,2198	0,4153	0,0000
39	27	30	0,3202	0,6027	0,0000
40	28	27	0,0000	0,3960	0,0000
41	29	30	0,2399	0,4533	0,0000

Sumber : Alsac & Stott (1974:750)

4.1.2 Data Pembebanan dan Pembangkitan Sistem Standar IEEE 30 Bus

Pada Tabel 4.3 ditunjukkan data-data pembebanan pada sistem standar IEEE 30 bus.

Tabel 4.3 Data Pembebanan Sistem Standar IEEE 30 Bus

No Bus	Tipe Bus	Tegangan		Beban	
		Magnitude	Derajat	P(MW)	Q(MVAR)
1	1	1,025	0,000	0,000	0,000
2	2	1,025	0,000	21,700	12,700
3	0	1,000	0,000	2,400	1,200
4	0	1,000	0,000	7,600	1,600
5	2	1,010	0,000	94,200	19,000
6	0	1,000	0,000	0,000	0,000
7	0	1,000	0,000	22,800	10,900
8	2	1,010	0,000	30,000	30,000
9	0	1,000	0,000	0,000	0,000
10	0	1,000	0,000	5,919	2,000
11	2	1,025	0,000	0,000	0,000
12	0	1,000	0,000	11,200	7,500
13	2	1,025	0,000	0,000	0,000
14	0	1,000	0,000	6,200	1,600
15	0	1,000	0,000	8,200	2,500
16	0	1,000	0,000	3,500	1,800
17	0	1,000	0,000	9,000	5,800
18	0	1,000	0,000	3,200	0,900
19	0	1,000	0,000	9,500	3,400
20	0	1,000	0,000	2,200	0,700
21	0	1,000	0,000	19,669	11,200
22	0	1,000	0,000	0,000	0,000
23	0	1,000	0,000	3,200	1,600
24	0	1,000	0,000	15,000	6,700
25	0	1,000	0,000	1,000	0,000
26	0	1,000	0,000	3,500	2,300
27	0	1,000	0,000	0,000	0,000
28	0	1,000	0,000	0,000	0,000
29	0	1,000	0,000	3,659	0,900
30	0	1,000	0,000	12,000	1,900

Sumber : Alsac & Stott (1974:750)

Kode bus pada Tabel 4.3 merepresentasikan jenis bus pada sistem. Kode bus 1 apabila bus tersebut merupakan *slack* bus, kode bus 2 digunakan apabila bus tersebut merupakan bus generator atau bus pembangkit, dan kode bus 0 apabila bus tersebut merupakan bus beban. Pada Tabel 4.4 ditunjukkan besarnya daya aktif-reaktif yang dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit pada sistem standar IEEE 30 bus.

Tabel 4.4 Data Pembangkitan Sistem Standar IEEE 30 Bus

No. Bus	P_G (MW)	Q_G (MVAR)	Q_G min (MVAR)	Q_G max (MVAR)
1	138,480	-2,790	-20,000	150,000
2	40,000	50,000	-20,000	60,000
5	0,000	37,000	-15,000	62,500
8	0,000	37,300	-15,000	48,700
11	0,000	16,200	-10,000	40,000
13	0,000	10,600	-15,000	44,700

Sumber : Alsac & Stott (1974:750)

4.2 Simulasi Kondisi Awal Sistem Standar IEEE 30 Bus

Dalam sub bab ini, sistem standar IEEE 30 bus akan diuji dalam keadaan tanpa kapasitor bank dan FACTS. Analisis aliran daya dilakukan dengan menggunakan *Newton Raphson*. Pada pengujian ini, sistem akan dilihat pada kondisi awal yang dimaksud adalah aliran daya yang terjadi, besarnya rugi-rugi daya yang timbul, dan juga nilai tegangan pada tiap bus sistem. Penyelesaian analisis aliran daya menggunakan *Newton Raphson* didasarkan pada :

- a. Base daya = 100 MVA
- b. Akurasi = 0,00001
- c. Batas iterasi metode *Newton Raphson* adalah 100

Dari data sistem IEEE 30 bus yang digunakan pada penelitian ini, kemudian dilakukan pemrograman *load flow* menggunakan metode *Newton Raphson*, dan dari *running load flow* tersebut didapatkan hasil yang diperlihatkan pada Tabel 4.5.

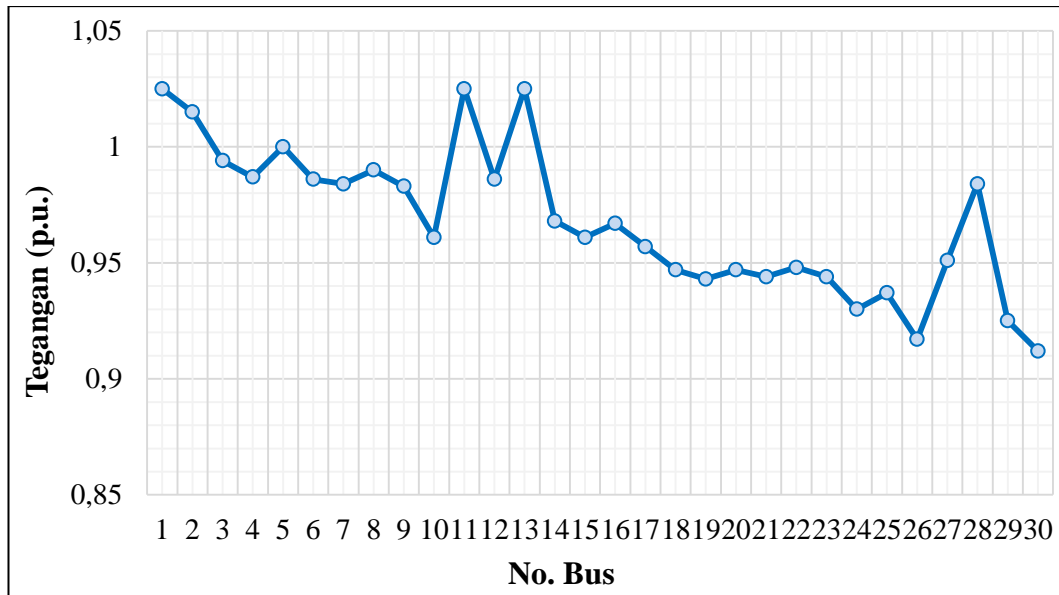
Tabel 4.5 Hasil Simulasi Kondisi Awal Sistem Standar IEEE 30 Bus

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,025	0,000	0,000	0,000	277,076	-37,130
2	1,015	-6,180	21,700	12,700	40,000	52,579
3	0,994	-8,683	2,400	1,200	0,000	0,000
4	0,987	-10,702	7,600	1,600	0,000	0,000
5	1,000	-15,901	94,200	19,000	0,000	54,124
6	0,986	-12,697	0,000	0,000	0,000	0,000
7	0,984	-14,558	22,800	10,900	0,000	0,000
8	0,990	-13,571	30,000	30,000	0,000	36,390
9	0,983	-16,560	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0,961	-18,657	5,919	2,000	0,000	0,000
11	1,025	-16,560	0,000	0,000	20,745	0,000

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
12	0,986	-17,799	11,200	7,500	0,000	0,000
13	1,025	-17,799	0,000	0,000	28,629	0,000
14	0,968	-18,858	6,200	1,600	0,000	0,000
15	0,961	-18,946	8,200	2,500	0,000	0,000
16	0,967	-18,469	3,500	1,800	0,000	0,000
17	0,957	-18,841	9,000	5,800	0,000	0,000
18	0,947	-19,660	3,200	0,900	0,000	0,000
19	0,943	-19,861	9,500	3,400	0,000	0,000
20	0,947	-19,626	2,200	0,700	0,000	0,000
21	0,944	-19,423	19,669	11,200	0,000	0,000
22	0,948	-19,302	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,944	-19,449	3,200	1,600	0,000	0,000
24	0,930	-20,027	15,000	6,700	0,000	0,000
25	0,937	-19,681	1,000	0,000	0,000	0,000
26	0,917	-20,178	3,500	2,300	0,000	0,000
27	0,951	-19,019	0,000	0,000	0,000	0,000
28	0,984	-13,507	0,000	0,000	0,000	0,000
29	0,925	-20,583	3,659	0,900	0,000	0,000
30	0,912	-21,962	12,000	1,900	0,000	0,000
Total			295,647	126,200	317,076	166,997

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.5 hasil simulasi kondisi awal pada sistem standar IEEE 30 bus diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 317,076 MW dan 166,997 MVAR. Selain itu terdapat beberapa variasi tegangan pada sistem standar IEEE 30 bus. Variasi tegangan tersebut berkisar pada nilai 0,912 p.u. hingga 1,025 p.u. Akan tetapi bila melihat fungsi objektif yang telah dijelaskan pada bab 3, maka terdapat beberapa bus yang berada diluar batas nilai tegangan $1 \pm 5\%$ p.u., yaitu bus 18, bus 19, bus 20, bus 21, bus 22, bus 23, bus 24, bus 25, bus 26, bus 29 dan bus 30. Pada Gambar 4.2 merupakan gambaran tentang nilai tegangan pada setiap bus pada kondisi awal sistem standard IEEE 30 bus yang di plot dalam sebuah grafik.



Gambar 4.2 Profil Tegangan pada Kondisi Awal Sistem Standar IEEE 30 Bus
Sumber : Hasil Perhitungan

Hasil aliran daya pada masing-masing saluran dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem standar IEEE 30 bus ditunjukkan pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Hasil Aliran Daya pada Kondisi Awal Sistem Standar IEEE 30 Bus

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		277,076	-37,130	279,553		
	2	183,756	-35,791	187,209	6,370	13,583
	3	93,320	-1,339	93,330	3,747	9,536
2		18,3	39,879	43,877		
	1	-177,386	49,374	184,129	6,370	13,583
	4	46,373	0,796	46,380	1,194	-0,052
	5	85,176	-7,400	85,497	3,336	9,774
	6	64,137	-2,891	64,202	2,320	3,295
3		-2,4	-1,2	2,683		
	1	-89,573	10,875	90,231	3,747	9,536
	4	87,173	-12,075	88,006	1,034	2,143
4		-7,6	-1,6	7,767		
	2	-45,179	-0,848	45,187	1,194	-0,052
	3	-86,140	14,218	87,305	1,034	2,143
	6	76,735	-18,474	78,927	0,758	1,762
	12	46,984	3,503	47,115		5,828
5		-94,2	35,124	100,535		
	2	-81,840	17,174	83,622	3,336	9,774
	7	-12,360	17,950	21,794	0,236	-1,413
6		0	0	0		

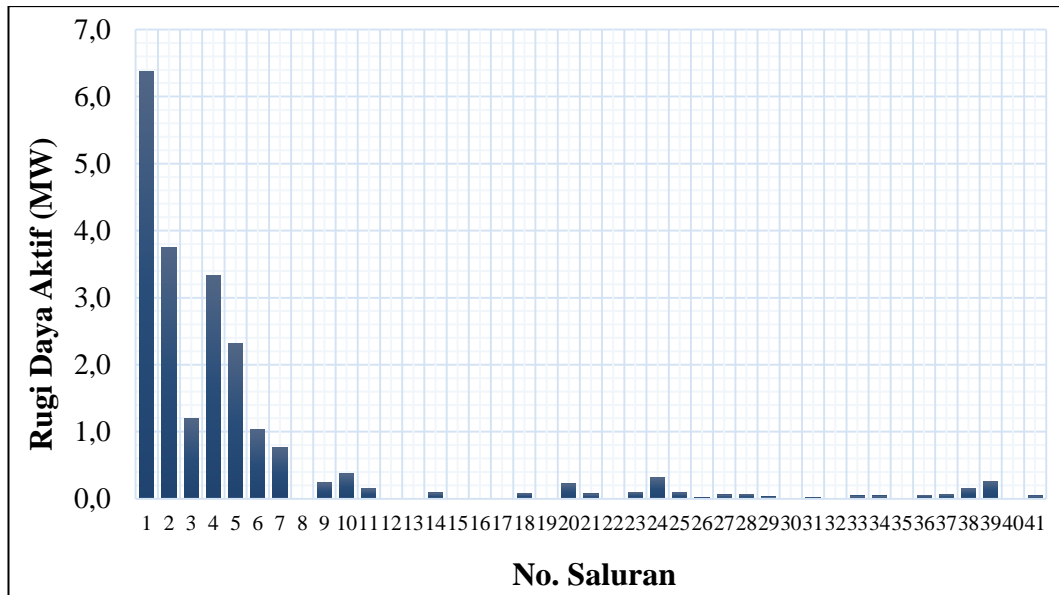
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	2	-61,817	6,187	62,125	2,320	3,295
	4	-75,977	20,236	78,625	0,758	1,762
	7	35,766	-8,978	36,875	0,369	-0,516
	8	30,559	-17,501	35,216	0,151	-0,350
	9	31,402	2,688	31,516	0	2,124
	10	17,694	5,478	18,522	0	1,961
	28	22,373	-8,109	23,797	0,088	-12,303
7		-22,8	-10,9	25,272		
	5	12,596	-19,363	23,099	0,236	-1,413
	6	-35,396	8,463	36,394	0,369	-0,516
8		-30	18,049	35,011		
	6	-30,408	17,151	34,911	0,151	-0,350
	28	0,408	0,898	0,987	0,006	-4,150
9		0	0	0		
	6	-31,402	-0,564	31,407	0	2,124
	11	0	-19,893	19,893	0	0,852
	10	31,402	20,458	37,478	0	1,599
10		-5,919	-2	6,248		
	6	-17,694	-3,517	18,040	0	1,961
	9	-31,402	-18,858	36,629	0	1,599
	20	8,564	2,686	8,975	0,082	0,182
	17	4,480	2,550	5,155	0,009	0,024
	21	21,399	11,223	24,164	0,220	0,474
	22	8,734	3,916	9,572	0,072	0,149
11		0	20,745	20,745		
	9	0	20,745	20,745	0	0,852
12		-11,2	-7,5	13,479		
	4	-46,984	-0,275	47,042	0	5,828
	13	0	-23,93	27,537	0	1,092
	14	8,337	2,946	8,862	0,099	0,207
	15	19,297	9,375	21,453	0,313	0,617
	16	8,150	5,334	9,740	0,092	0,194
13		0	28,629	28,629		
	12	0	28,629	28,629	0	1,092
14		-6,2	-1,6	6,403		
	12	-8,238	-2,797	8,700	0,099	0,207
	15	2,038	1,197	2,363	0,013	0,012
15		-8,2	-2,5	8,573		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	12	-18,983	-8,757	20,906	0,313	0,617
	14	-2,025	-1,185	2,346	0,013	0,012
	18	6,501	2,665	7,026	0,057	0,117
	23	6,307	4,777	7,912	0,068	0,137
16		-3,5	-1,8	3,936		
	12	-8,058	-5,140	9,557	0,092	0,194
	17	4,558	3,340	5,650	0,028	0,066
17		-9	-5,8	10,707		
	16	-4,530	-3,274	5,589	0,028	0,066
	10	-4,470	-2,526	5,135	0,009	0,024
18		-3,2	-0,9	3,324		
	15	-6,443	-2,548	6,929	0,057	0,117
	19	3,243	1,648	3,638	0,009	0,019
19		-9,5	-3,4	10,09		
	18	-3,234	-1,629	3,621	0,009	0,019
	20	-6,266	-1,771	6,511	0,016	0,032
20		-2,2	-0,7	2,309		
	19	6,282	1,803	6,536	0,016	0,032
	10	-8,482	-2,503	8,844	0,082	0,182
21		-19,669	-11,2	22,634		
	10	-21,179	-10,869	23,751	0,220	0,474
	22	1,510	-0,451	1,576		0,001
22		0	0	0		
	10	-8,661	-3,768	9,445	0,072	0,149
	21	1,510	-0,451	7,776		0,001
	24	8,661	2,589	5,234	0,041	0,178
23		-3,2	-1,6	3,578		
	15	-6,239	-4,640	7,776	0,068	0,137
	24	4,549	2,589	5,234	0,041	0,083
24		-15	-6,7	16,428		
	22	-8,547	-3,590	9,271	0,114	0,178
	23	-4,509	-2,506	5,158	0,041	0,083
	25	-1,944	-0,604	2,036	0,009	0,016
25		-1	0	1		
	24	1,953	0,620	2,049	0,009	0,016
	26	3,553	2,379	4,276	0,053	0,079
	27	-6,506	-2,999	7,164	0,064	0,122
26		-3,5	-2,3	4,188		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	25	-3,5	-2,3	4,188	0,053	0,079
27		0	0	0		
	25	6,570	3,121	7,274	0,064	0,122
	28	-22,688	-6,786	23,681	0	2,456
	29	7,753	1,829	7,965	0,154	0,291
	30	8,365	1,836	8,564	0,260	0,489
28		0	0	0		
	27	22,688	9,242	24,498	0	2,456
	8	-0,402	-5,048	5,064	0,006	-4,150
	6	-22,285	-4,194	22,677	0,088	-12,303
29		--3,659	-0,9	3,768		
	27	-7,598	-1,538	7,752	0,154	0,291
	30	3,939	0,638	3,991	0,045	0,084
30		-12,000	-1,9	12,149		
	27	-8,105	-1,347	8,216	0,260	0,489
	29	-3,895	-0,553	3,934	0,045	0,084
TOTAL					21,429	40,797

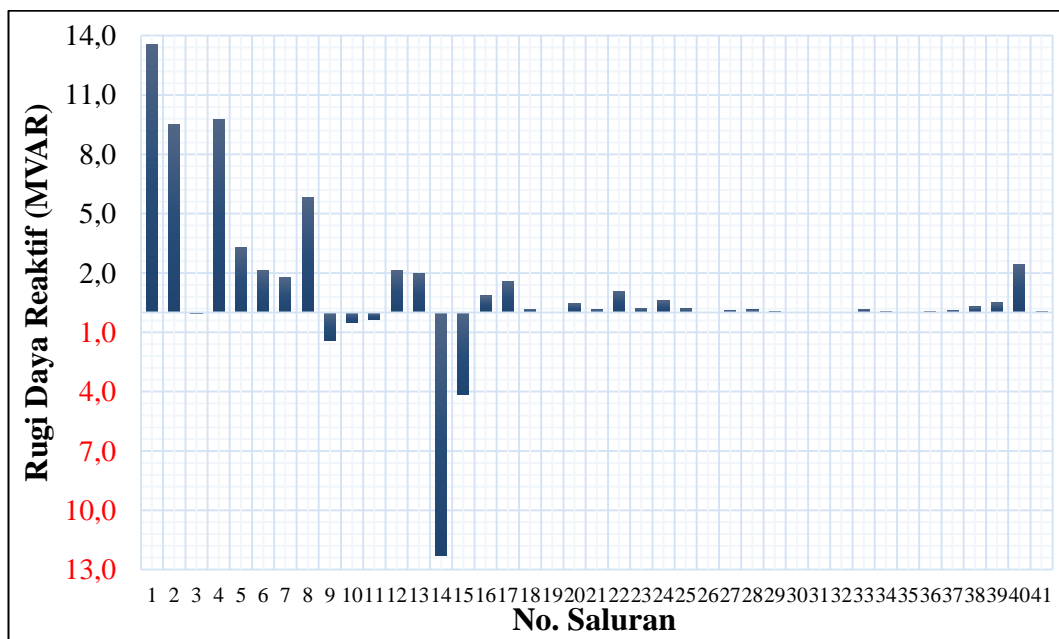
Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Tabel 4.6 dapat dilihat hasil aliran daya dengan menggunakan metode *Newton Raphson* pada sistem standar IEEE 30 bus dalam kondisi awal. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi awal sistem adalah sebesar 21,429 MW sedangkan rugi daya reaktif sebesar 40,797 MVAR. Untuk itu diperlukan sistem optimasi yang dapat mengurangi rugi-rugi yang ada pada sistem tersebut, salah satunya dengan menempatkan kapasitor bank dan STATCOM.



Gambar 4.3 Profil Rugi Daya Aktif pada Kondisi Awal Sistem Standar IEEE 30 Bus
Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.3 dapat dilihat rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 1 ke bus 2 atau pada saluran nomor 1 sebesar 6,370 MW dan terdapat beberapa saluran yang tidak memiliki rugi daya aktif yaitu pada saluran 8, 12, 13, 16, 17, 22, 32, dan 40.



Gambar 4.4 Profil Rugi Daya Reaktif pada Kondisi Awal Sistem Standar IEEE 30 Bus

Sumber : Hasil Perhitungan

Gambar 4.4 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada saluran pada kondisi awal sistem standar IEEE 30 bus. Dari Gambar 4.4 dapat dilihat rugi

daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 1 ke bus 2 atau terjadi pada saluran nomor 1 sebesar 13,538 MVAR.

4.3 Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi BFO

Sistem standar IEEE akan diuji dalam keadaan setelah penempatan kapasitor bank. Jumlah kapasitor bank yang digunakan adalah 3 buah dengan masing-masing kapasitor bank berkapasitas 0 sampai 5 MVAR. Pada Tabel 4.7 dipaparkan hasil simulasi sistem setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi dengan menggunakan metode BFO.

Tabel 4.7 Hasil Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi BFO

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,025	0,000	0,000	0,000	276,865	-38,674
2	1,015	-6,084	21,700	12,700	40,000	49,037
3	0,997	-8,569	2,400	1,200	0,000	0,000
4	0,991	-10,557	7,600	1,600	0,000	0,000
5	1,000	-15,733	94,200	19,000	0,000	54,768
6	0,989	-12,508	0,000	0,000	0,000	0,000
7	0,983	-14,376	22,800	10,900	0,000	0,000
8	0,990	-13,340	30,000	30,000	0,000	39,353
9	0,999	-16,226	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0,989	-18,227	5,919	2,000	0,000	0,000
11	1,025	-16,226	0,000	0,000	0,000	12,800
12	0,999	-17,363	11,200	7,500	0,000	0,000
13	1,025	-17,363	0,000	0,000	0,000	18,896
14	0,987	-18,400	6,200	1,600	0,000	0,000
15	0,985	-18,522	8,200	2,500	0,000	0,000
16	0,987	-18,305	3,500	1,800	0,000	0,000
17	0,982	-18,407	9,000	5,800	0,000	0,000
18	0,973	-19,222	3,200	0,900	0,000	0,000
19	0,970	-19,420	9,500	3,400	0,000	0,000
20	0,974	-19,192	2,200	0,700	0,000	0,000
21	0,985	-19,009	19,669	11,200	0,000	0,000
22	0,978	-19,865	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,988	-19,046	3,200	1,600	0,000	0,000
24	0,964	-19,591	15,000	6,700	0,000	0,000
25	0,959	-19,250	1,000	0,000	0,000	0,000
26	0,970	-29,736	3,500	2,300	0,000	0,000
27	0,967	-18,601	0,000	0,000	0,000	0,000
28	0,987	-13,300	0,000	0,000	0,000	0,000

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
29	0,972	-20,404	3,659	0,900	0,000	0,000
30	0,959	-21,492	12,000	1,900	0,000	0,000
Total			295,647	126,200	316,865	136,180

Sumber : Hasil Perhitungan

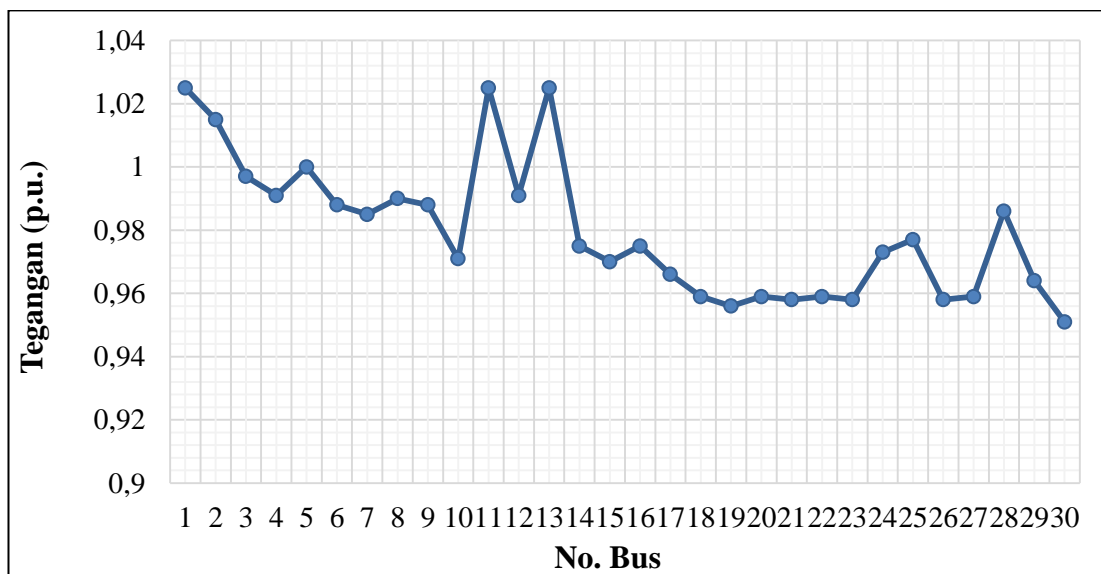
Tabel 4.7 menunjukkan hasil simulasi sistem setelah penempatan kapasitor bank dengan nilai rugi daya yang paling minimum. Dapat diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 316,865 MW dan 136,180 MVAR. Lokasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank yang digunakan ditunjukkan pada Tabel 4.8.

Tabel 4.8 Hasil Optimasi Penempatan dan Rating Kapasitor Bank menggunakan BFO pada Sistem Standar IEEE 30 Bus

Jenis Kompensator	Lokasi (bus)	Rating (MVAR)
Kapasitor Bank	7	5,000
Kapasitor Bank	9	3,422
Kapasitor Bank	23	2,695
Total		11,117

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.8 dapat dilihat lokasi penempatan kapasitor bank yang telah dioptimasi dengan metode BFO, masing-masing ditempatkan pada bus 7 dengan rating 5,000 MVAR, pada bus 9 dengan rating 3,422 MVAR, dan pada bus 23 dengan rating sebesar 2,695 MVAR.



Gambar 4.5 Profil Tegangan pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi BFO

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.5 merupakan profil tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem standar IEEE 30 bus setelah ditempatkan kapasitor bank yang di plot dalam sebuah grafik. Tegangan pada sistem setelah penempatan kapasitor bank yang sebelumnya tidak memenuhi batas $1\pm 5\%$ p.u. menjadi naik dan dapat memenuhi batas yang ditentukan berdasarkan standar aturan jaringan. *Level* tegangan pada bus 18, bus 19, bus 20, bus 21, bus 22, bus 23, bus 24, bus 25, bus 26, bus 29, dan bus 30 meningkat hingga memenuhi *level* tegangan yang diijinkan. Hasil aliran daya pada masing-masing saluran dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem standar IEEE 30 bus setelah penempatan kapasitor bank dengan optimasi BFO ditunjukkan pada Tabel 4.9.

Tabel 4. 9 Hasil Aliran Daya Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi BFO

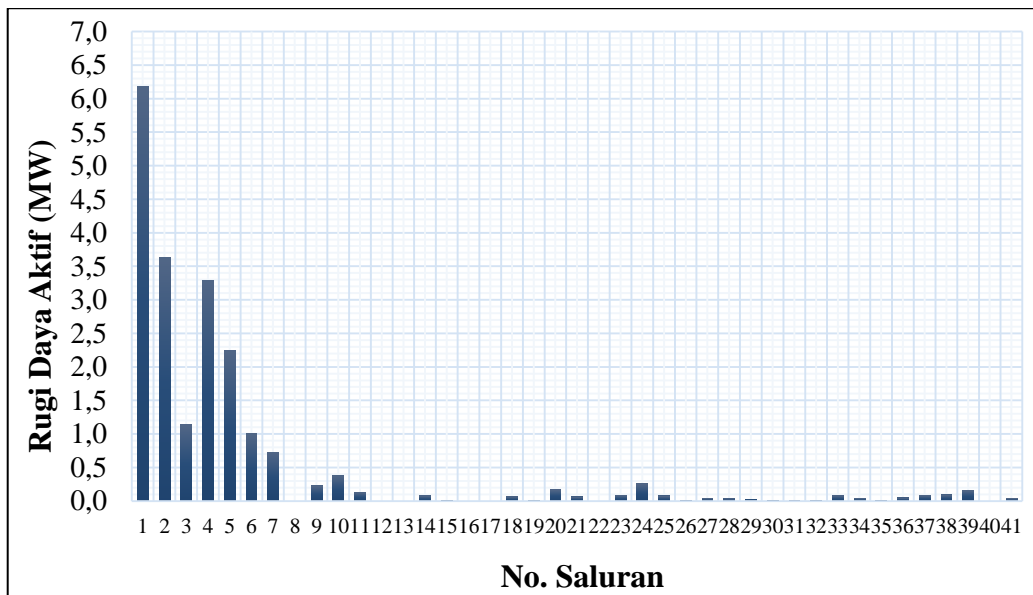
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Bus	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		276,865	-38,674	279,553		
	2	183,512	-35,738	186,960	6,353	13,532
	3	93,352	-2,936	93,398	3,749	9,534
2		18,300	36,337	40,685		
	1	-177,160	49,271	183,883	6,353	13,532
	4	46,224	-1,035	46,235	1,183	-0,098
	5	85,095	-7,395	85,416	3,330	9,748
	6	64,140	-4,504	64,298	2,324	3,295
3		-2,400	-1,200	2,683		
	1	-89,603	12,471	90,446	3,749	9,534
	4	87,203	-13,671	88,268	1,034	2,139
4		-7,600	1,600	7,767		
	2	-45,041	0,937	45,051	1,183	-0,098
	3	-86,169	15,810	87,607	1,034	2,139
	6	77,654	-17,800	79,668	0,768	1,789
	12	45,956	-0,547	45,960		5,510
5		-94,200	35,768	100,762		
	2	-81,765	17,143	83,543	3,330	9,748
	7	-12,435	18,625	22,394	0,249	-1,379
6		0,000	0,000	0,000		
	2	-61,816	7,799	62,306	2,324	3,295
	4	-76,886	19,589	79,342	0,768	1,789
	7	35,838	-4,669	36,141	0,354	-0,565
	8	30,389	-10,714	32,410	0,126	-0,440
	9	32,213	-3,568	32,410		2,233
	10	18,213	1,066	18,244		1,891
	28	22,050	-9,502	24,010	0,086	-12,395
7		-22,800	-15,900	27,797		
	5	12,683	20,004	23,686	0,249	-1,379

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Bus	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	6	-35,483	4,104	35,720	0,354	-0,565
8		-30,000	15,900	31,424		
	6	-30,263	10,275	31,960	0,126	-0,440
	28	0,263	-0,922	0,958	0,001	-4,181
9		0,000	3,422	3,422		
	6	-32,213	5,801	32,731		2,233
	11	0,000	-12,476	12,476		0,324
	10	32,213	10,096	33,758		1,256
10		-5,919	-2,000	6,248		
	6	-18,213	0,825	18,231		1,891
	9	-32,213	-8,840	33,404		1,256
	20	8,776	3,147	9,323	0,083	0,186
	17	4,687	5,387	7,141	0,017	0,044
	21	22,144	-5,054	22,714	0,184	0,395
	22	8,899	2,536	9,253	0,064	0,131
11		0,000	12,800	12,800		
	9	0,000	12,800	12,800		0,324
12		-11,200	-7,500	13,479		
	4	-45,956	6,057	46,354		5,510
	13	0,000	-18,420	18,420		0,476
	14	7,876	1,007	7,940	0,078	0,162
	15	18,970	1,425	19,023	0,240	0,473
	16	7,910	2,431	8,276	0,065	0,136
13		0,000	18,896	18,896		
	12	0,000	18,896	18,896		0,476
14		-6,200	-1,600	6,403		
	12	-7,798	-0,845	7,844	0,078	0,162
	15	1,598	-0,755	1,767	0,007	0,006
15		-8,200	-2,500	8,573		
	12	-18,730	-0,952	18,754	0,240	0,473
	14	-1,591	0,761	1,764	0,007	0,006
	18	6,280	2,187	6,650	0,049	0,100
	23	5,841	-4,495	7,371	0,056	0,113
16		-3,500	-1,800	3,936		
	12	-7,846	-2,295	8,174	0,065	0,136
	17	4,346	0,495	4,374	0,016	0,038
17		-9,000	-5,800	10,707		
	16	-4,329	-0,457	4,354	0,016	0,038
	10	-4,671	-5,343	7,096	0,017	0,044
18		-3,200	-0,900	3,324		
	15	-6,231	-2,087	6,571	0,049	0,100
	19	3,031	1,187	3,255	0,007	0,014

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Bus	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
19		-9,500	-3,400	10,090		
	18	-3,024	-1,173	3,243	0,007	0,014
	20	-6,476	-2,227	6,848	0,017	0,034
20		-2,200	-0,700	2,309		
	19	6,493	2,261	6,875	0,017	0,034
	10	-8,693	-2,961	9,184	0,083	0,186
21		-19,669	-11,200	22,634		
	10	-21,960	2,261	22,627	0,184	0,395
	22	2,291	-16,650	16,807	0,034	0,069
22		0,000	0,000	0,000		
	10	-8,835	-2,404	9,156	0,064	0,131
	24	8,835	2,404	9,156	0,101	0,157
23		-3,200	28,095	28,277		
	21	-2,258	16,718	16,870	0,034	0,069
	15	-5,785	4,608	7,396	0,056	0,113
	24	4,843	6,768	8,323	0,094	0,191
24		-15,000	-6,700	16,428		
	22	-8,734	-2,247	9,019	0,101	0,157
	23	-4,749	-6,577	8,113	0,094	0,191
	25	-1,516	2,124	2,610	0,014	0,024
25		-1,000	0,000	1,000		
	24	1,530	-2,100	2,599	0,014	0,024
	26	0,093	-2,883	2,884	0,023	0,034
	27	-6,081	-0,275	6,087	0,044	0,084
26		-3,500	-2,300	4,188		
	25	-0,070	2,917	2,918	0,023	0,034
27		0,000	0,000	0,000		
	25	6,125	0,359	6,135	0,044	0,084
	28	-22,226	-3,993	22,582		2,160
	29	5,028	-3,728	6,259	0,092	0,174
	30	6,551	-2,029	6,857	0,161	0,303
28		0,000	0,000	0,000		
	27	22,226	6,153	23,062		2,160
	8	-0,262	-3,259	3,270	0,001	-4,181
	6	-21,964	-2,893	22,154	0,086	-12,395
29		-3,659	-0,900	3,768		
	27	-4,936	3,902	6,292	0,092	0,174
	30	4,157	0,605	4,201	0,045	0,085
30		-12,000	-1,900	12,149		
	27	-6,389	2,332	6,802	0,161	0,303
	29	-4,112	-0,521	4,145	0,045	0,085
Total					21,046	37,784

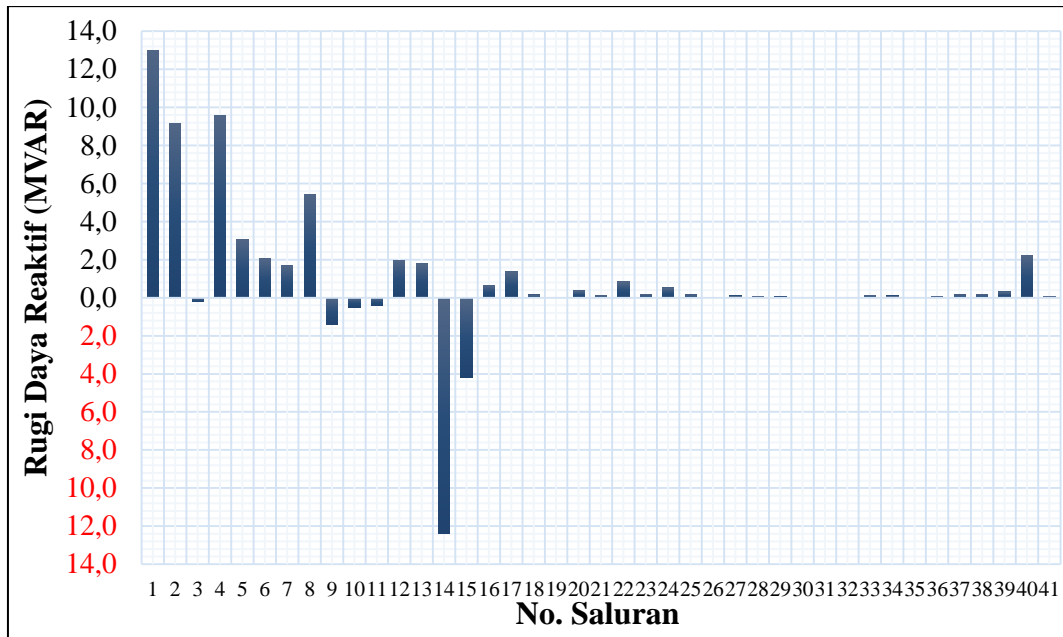
Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.9, dapat dilihat hasil aliran daya setelah penempatan kapasitor bank. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi setelah penempatan kapasitor bank adalah sebesar 21,046 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 37,784 MVAR.



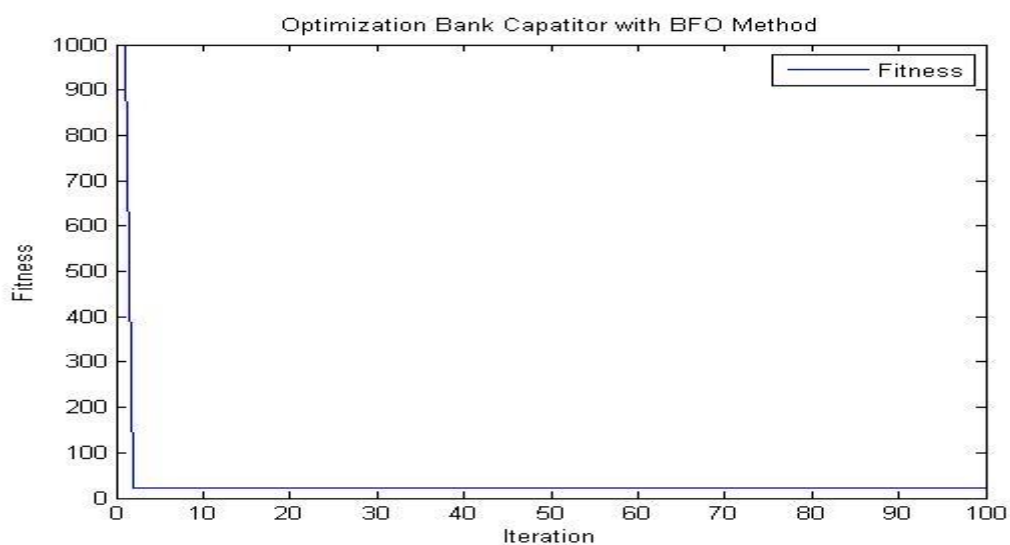
Gambar 4.6 Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank
Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.6 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya aktif pada tiap-tiap saluran pada sistem standar IEEE 30 bus setelah penempatan kapasitor bank. Rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu aliran daya dari bus 1 ke bus 2 sebesar 6,353 MW dan terdapat saluran yang tidak memiliki rugi-rugi daya aktif yaitu pada saluran 8, 12, 13, 16, 17, 22, dan 40.



Gambar 4.7 Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank
Sumber : Hasil Perhitungan

Gambar 4.7 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada setiap saluran pada sistem standar IEEE 30 bus setelah penempatan kapasitor bank. Dari Gambar 4.7 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 1 ke bus 2 atau terjadi pada saluran nomor 1 sebesar 13,532 MVAR. Nilai *losses* minimum yang dihasilkan pada tiap-tiap iterasi di plot pada grafik optimasi BFO. Perubahan nilai fungsi tujuan pada setiap proses iterasi yang dilakukan ditunjukkan pada Gambar 4.8.



Gambar 4.8 Grafik Optimasi BFO untuk Penempatan Kapasitor Bank pada Sistem Standar IEEE 30 Bus
Sumber : Hasil Perhitungan

Pada simulasi optimasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank menggunakan BFO dilakukan sebanyak 100 iterasi. Partikel disebar secara acak untuk mendapatkan nilai optimal untuk lokasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank. Kapasitor bank tersebut ditempatkan dengan tujuan untuk mendapatkan rugi daya aktif yang paling minimum. Dari Gambar 4.8 dapat dilihat bahwa nilai rugi daya aktif yang paling minimum terdapat pada iterasi ke-100 yaitu dengan nilai 21,046 MW.

4.4 Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan STATCOM dengan Optimasi BFO

Sistem standar IEEE 30 bus akan diuji dalam keadaan setelah penempatan STATCOM. Jumlah STATCOM yang digunakan adalah 3 buah dengan masing-masing berkapasitas 0 sampai 75 MVAR. Pada Tabel 4.10 dipaparkan hasil simulasi sistem setelah penempatan STATCOM yang dioptimasi dengan menggunakan metode *Bacterial Foraging Optimization*.

Tabel 4.10 Hasil Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan STATCOM dengan Optimasi BFO

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,025	0,000	0,000	0,000	276,854	-41,687
2	1,015	-5,999	21,700	12,700	40,000	34,839
3	1,002	-8,432	2,400	1,200	0,000	0,000
4	0,997	-10,386	7,600	1,600	0,000	0,000
5	1,010	-15,589	94,200	19,000	0,000	47,667
6	0,999	-12,351	0,000	0,000	0,000	0,000
7	1,007	-14,223	22,800	10,900	0,000	0,000
8	1,000	-13,153	30,000	30,000	0,000	39,896
9	1,006	-15,837	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0,992	-17,696	5,919	2,000	0,000	0,000
11	1,025	-15,837	0,000	0,000	0,000	9,531
12	1,000	-16,824	11,200	7,500	0,000	0,000
13	1,025	-16,834	0,000	0,000	0,000	18,062
14	0,987	-17,820	6,200	1,600	0,000	0,000
15	0,985	-17,957	8,200	2,500	0,000	0,000
16	0,989	-17,500	3,500	1,800	0,000	0,000
17	0,985	-17,872	9,000	5,800	0,000	0,000
18	0,974	-18,638	3,200	0,900	0,000	0,000
19	0,971	-18,828	9,500	3,400	0,000	0,000
20	0,976	-18,606	2,200	0,700	0,000	0,000
21	0,986	-18,410	19,669	11,200	0,000	0,000
22	0,980	-18,431	0,000	0,000	0,000	0,000

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
23	0,984	-18,432	3,200	1,600	0,000	0,000
24	0,964	-19,329	15,000	6,700	0,000	0,000
25	0,963	-19,839	1,000	0,000	0,000	0,000
26	0,974	-21,759	3,500	2,300	0,000	0,000
27	0,973	-18,595	0,000	0,000	0,000	0,000
28	0,997	-13,230	0,000	0,000	0,000	0,000
29	0,978	-20,262	3,659	0,900	0,000	0,000
30	0,965	-21,264	12,000	1,900	0,000	0,000
Total			295,647	126,200	316,854	108,307

Sumber : Hasil Perhitungan

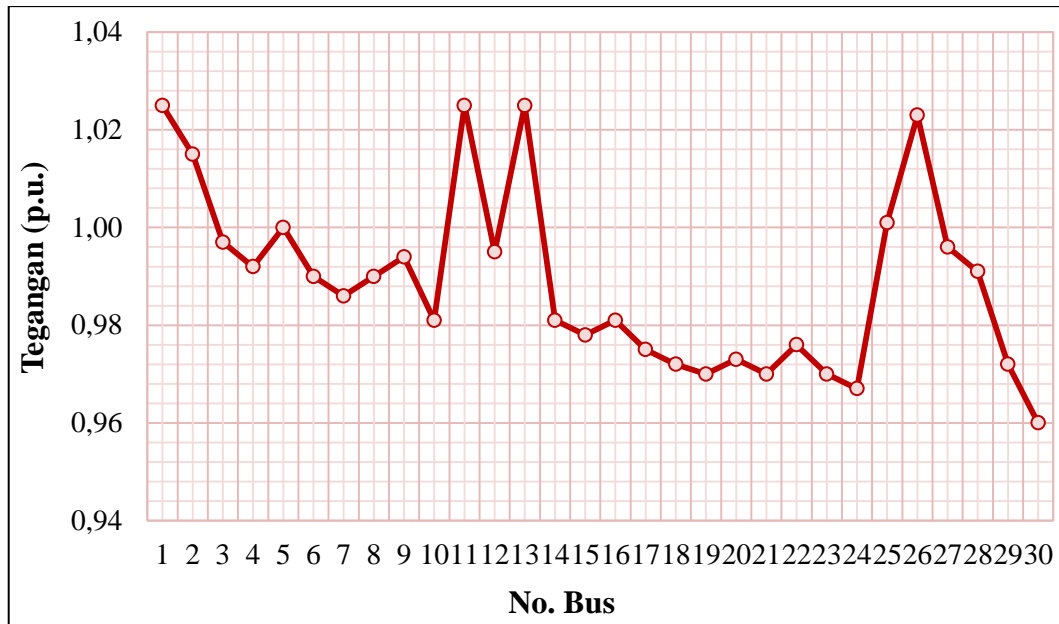
Tabel 4.10 menunjukkan hasil simulasi sistem setelah penempatan STATCOM dengan nilai rugi daya yang paling minimum. Dapat diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 316,854 MW dan 108,307 MVAR. Lokasi penempatan dan kapasitas STATCOM yang digunakan ditunjukkan pada Tabel 4.11.

Tabel 4.11 Hasil Optimasi Penempatan dan *Rating* STATCOM menggunakan BFO pada Sistem Standar IEEE 30 Bus

Jenis Kompensator	Lokasi (bus)	Rating (MVAR)
STATCOM	7	24,059
STATCOM	9	8,262
STATCOM	21	22,946

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.11 dapat dilihat lokasi penempatan STATCOM yang telah dioptimasi dengan metode BFO, masing-masing ditempatkan pada bus 7 dengan rating 24,059 MVAR, pada bus 9 dengan rating 8,262 MVAR, dan pada bus 21 dengan rating sebesar 22,946 MVAR.



Gambar 4.9 Profil Tegangan pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan STATCOM dengan Optimasi BFO

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.9 merupakan profil tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem standar IEEE 30 bus setelah ditempatkan STATCOM yang di plot dalam sebuah grafik. Tegangan pada sistem setelah penempatan STATCOM yang sebelumnya tidak memenuhi batas $1 \pm 5\%$ p.u. menjadi naik dan dapat memenuhi batas yang ditentukan berdasarkan standar aturan jaringan. *Level* tegangan pada bus 18, bus 19, bus 20, bus 21, bus 22, bus 23, bus 24, bus 25, bus 26, bus 29, dan bus 30 meningkat hingga memenuhi *level* tegangan yang diijinkan. Hasil aliran daya pada masing-masing saluran dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem standar IEEE 30 bus setelah penempatan STATCOM dengan optimasi BFO ditunjukkan pada Tabel 4.12.

Tabel 4.12 Hasil Aliran Daya Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan STATCOM dengan Optimasi BFO

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Bus	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		276,854	-41,687	279,975		
	2	183,177	-35,665	186,617	6,330	13,462
	3	93,677	-6,022	93,870	3,782	9,632
2		18,300	22,139	28,723		
	1	-176,847	49,127	183,544	6,330	13,462
	4	46,191	-4,607	46,421	1,185	-0,115
	5	84,773	-12,364	85,669	3,340	9,748
	6	64,183	-10,017	64,960	2,360	3,369
3		-2,400	-1,200	2,683		
	1	-89,895	15,654	91,248	3,782	9,632

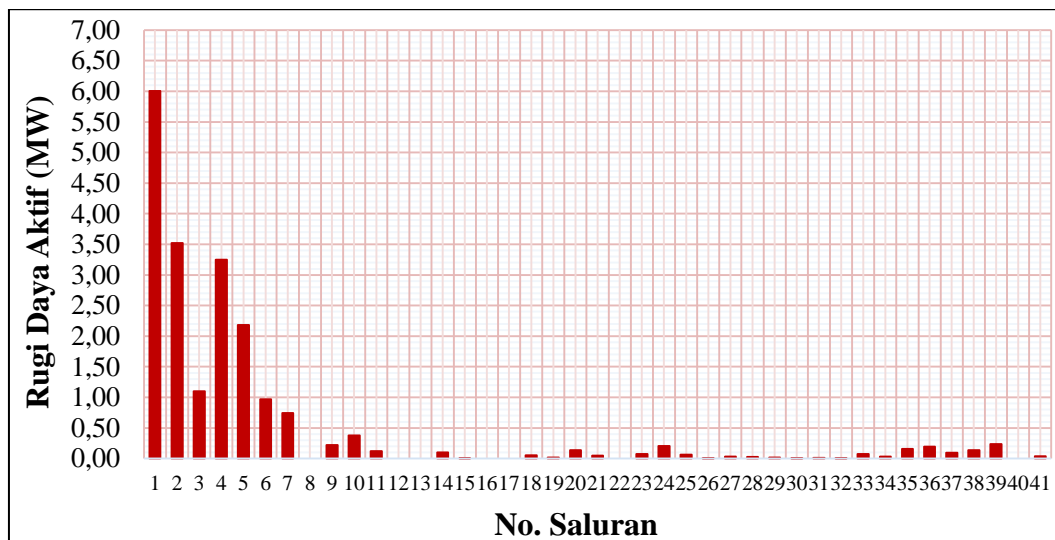
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Bus	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	4	87,495	-16,854	89,103	1,043	2,155
4		-7,600	-1,600	7,767		
	2	-45,007	4,492	45,231	1,185	-0,115
	3	-86,452	19,009	88,517	1,043	2,155
	6	78,096	-26,487	82,466	0,811	1,926
	12	45,763	1,385	45,783		5,399
5		-94,200	28,667	98,466		
	2	-81,432	22,112	84,381	3,340	9,748
	7	-12,768	6,555	14,352	0,100	-1,824
6		0,000	0,000	0,000		
	2	-61,823	13,386	63,256	2,360	3,369
	4	-77,285	28,413	82,342	0,811	1,926
	7	36,134	-21,816	42,209	0,467	-0,277
	8	30,424	-11,084	32,380	0,125	-0,462
	9	32,204	-2,084	32,271		2,170
	10	18,188	2,262	18,328		1,871
	28	22,159	-9,078	23,946	0,084	-12,650
7		-22,800	13,159	26,325		
	5	12,867	-8,380	15,355	0,100	-1,824
	6	-35,667	21,539	41,666	0,467	-0,277
8		-30,000	9,896	31,590		
	6	-30,299	10,622	32,107	0,125	-0,462
	28	0,299	-0,727	0,786	0,001	-4,263
9		0,000	8,262	8,262		
	6	-32,204	4,254	32,483		2,170
	11	0,000	-9,351	9,351		0,180
	10	32,204	13,359	34,865		1,322
10		-5,919	-2,000	6,248		
	6	-18,188	-0,391	18,192		1,871
	9	-32,204	-12,037	34,380		1,322
	20	8,802	3,711	9,553	0,087	0,194
	17	4,732	5,781	7,471	0,018	0,048
	21	22,069	-2,481	22,208	0,175	0,376
	22	8,869	3,417	9,505	0,067	0,138
11		0,000	9,531	9,531		
	9	0,000	9,531	9,531		0,180
12		-11,200	-7,500	13,479		
	4	-45,763	4,014	45,938		5,399
	13	0,000	-17,627	17,627		0,435
	14	7,896	1,345	8,010	0,079	0,164
	15	18,802	2,734	19,000	0,239	0,470
	16	7,864	2,034	8,123	0,062	0,131

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Bus	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
13		0,000	18,062	18,062		
	12	0,000	18,062	18,062		0,435
14		-6,200	-1,600	6,403		
	12	-7,817	-1,181	7,906	0,079	0,164
	15	1,617	-0,419	1,671	0,006	0,006
15		-8,200	-2,500	8,573		
	12	-18,563	-2,264	18,701	0,239	0,470
	14	-1,611	0,425	1,666	0,006	0,006
	18	6,255	1,626	6,463	0,046	0,094
	23	5,719	-2,287	6,159	0,039	0,079
16		-3,500	-1,800	3,936		
	12	-7,802	-1,903	8,031	0,062	0,131
	17	4,302	0,103	4,303	0,016	0,036
17		-9,000	-5,800	10,707		
	16	-4,287	-0,067	4,287	0,016	0,036
	10	-4,713	-5,733	7,422	0,018	0,048
18		-3,200	-0,900	3,324		
	15	-6,209	-1,531	6,395	0,046	0,094
	19	3,009	0,631	3,074	0,006	0,013
19		-9,500	-3,400	10,090		
	18	-3,002	-0,619	3,066	0,006	0,013
	20	-6,498	2,781	7,068	0,018	0,036
20		-2,200	-0,700	2,309		
	19	6,516	2,817	7,099	0,018	0,036
	10	-8,716	-3,517	9,399	0,087	0,194
21		-19,669	11,746	22,910		
	10	-21,894	2,856	22,080	0,175	0,376
	23	2,225	8,890	9,164	0,010	0,020
22		0,000	0,000	0,000		
	10	-8,802	-3,279	9,393	0,067	0,138
	24	8,802	3,279	9,393	0,106	0,164
23		-3,200	-1,600	3,578		
	21	-2,215	-8,870	9,142	0,010	0,020
	15	-5,680	2,366	6,153	0,039	0,079
	24	4,695	4,904	6,789	0,063	0,129
24		-15,000	-6,700	16,428		
	22	-8,697	-3,114	9,238	0,106	0,164
	23	-4,632	-4,775	6,653	0,063	0,129
	25	-1,671	1,189	2,051	0,009	0,015
25		-1,000	0,000	1,000		
	24	1,679	-1,175	2,049	0,009	0,015
	26	0,078	-2,904	2,905	0,023	0,035
	27	-6,229	-1,200	6,344	0,047	0,091

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Bus	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
26		-3,500	-2,300	4,188		
	25	-0,055	2,939	2,939	0,023	0,035
27		0,000	0,000	0,000		
	25	6,277	1,291	6,408	0,047	0,091
	28	-22,372	-4,914	22,906		2,195
	29	5,006	-3,766	6,265	0,091	0,172
	30	6,534	-2,057	6,850	0,159	0,299
28		0,000	0,000	0,000		
	27	22,372	7,109	23,475		2,195
	8	-0,298	-3,536	3,549	0,001	-4,263
	6	-22,075	-3,537	22,362	0,084	-12,650
29		-3,659	-0,900	3,768		
	27	-4,915	3,938	6,298	0,091	0,172
	30	4,155	0,604	4,199	0,044	0,084
30		-12,000	-1,900	12,149		
	27	-6,375	2,356	6,796	0,159	0,299
	29	-4,111	-0,520	4,143	0,044	0,084
Total					21,037	37,066

Sumber : Hasil Perhitungan

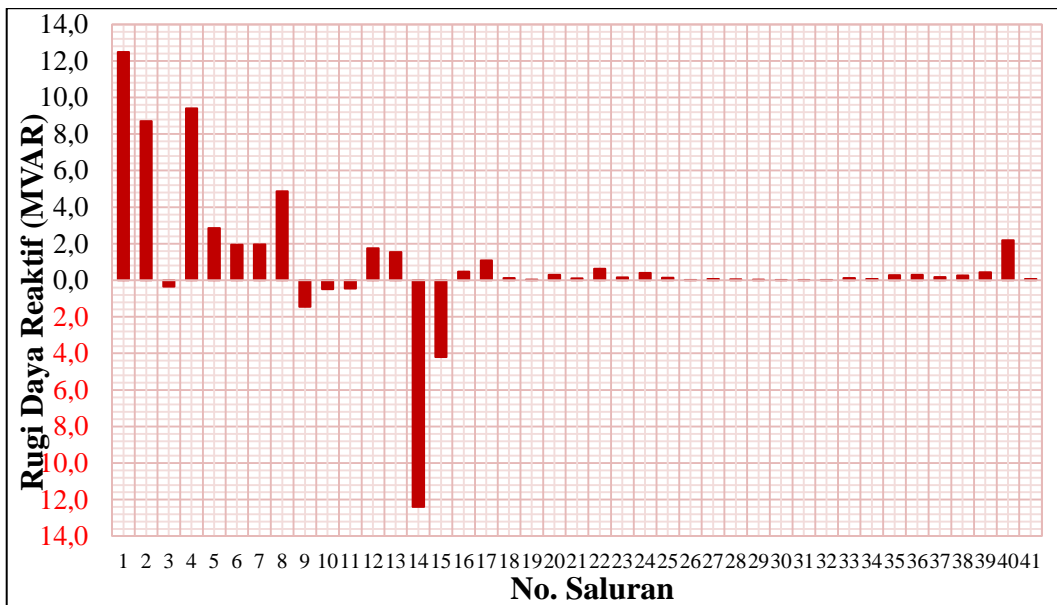
Berdasarkan Tabel 4.12 dapat dilihat hasil aliran daya setelah penempatan STATCOM. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada setiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi setelah penempatan STATCOM adalah sebesar 21,037 MW, sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 37,066 MVAR.



Gambar 4.10 Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan STATCOM

Sumber : Hasil Perhitungan

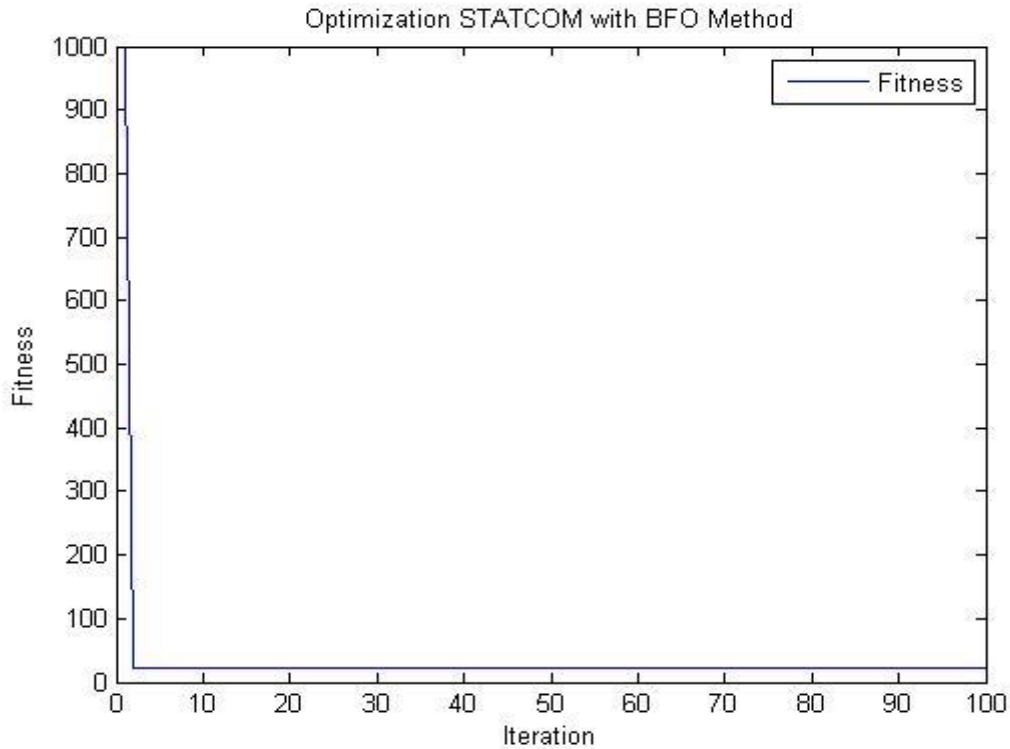
Pada Gambar 4.10 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya aktif pada tiap-tiap saluran pada sistem standar IEEE 30 bus setelah penempatan STATCOM. Rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu aliran daya dari bus 1 ke bus 2 sebesar 6,330 MW dan terdapat saluran yang tidak memiliki rugi-rugi daya aktif yaitu pada saluran 8, 12, 13, 16, 17, 22, dan 40.



Gambar 4.11 Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan STATCOM

Sumber : Hasil Perhitungan

Gambar 4.11 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada setiap saluran pada sistem standar IEEE 30 bus setelah dilakukan pengkompensasian. Dari Gambar 4.11 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 1 ke bus 2 atau terjadi pada saluran nomor 1 sebesar 13,462 MVAR. Nilai *losses* minimum yang dihasilkan pada tiap-tiap iterasi di plot pada grafik konvergensi BFO. Perubahan nilai fungsi tujuan pada setiap proses iterasi yang dilakukan ditunjukkan pada Gambar 4.12.



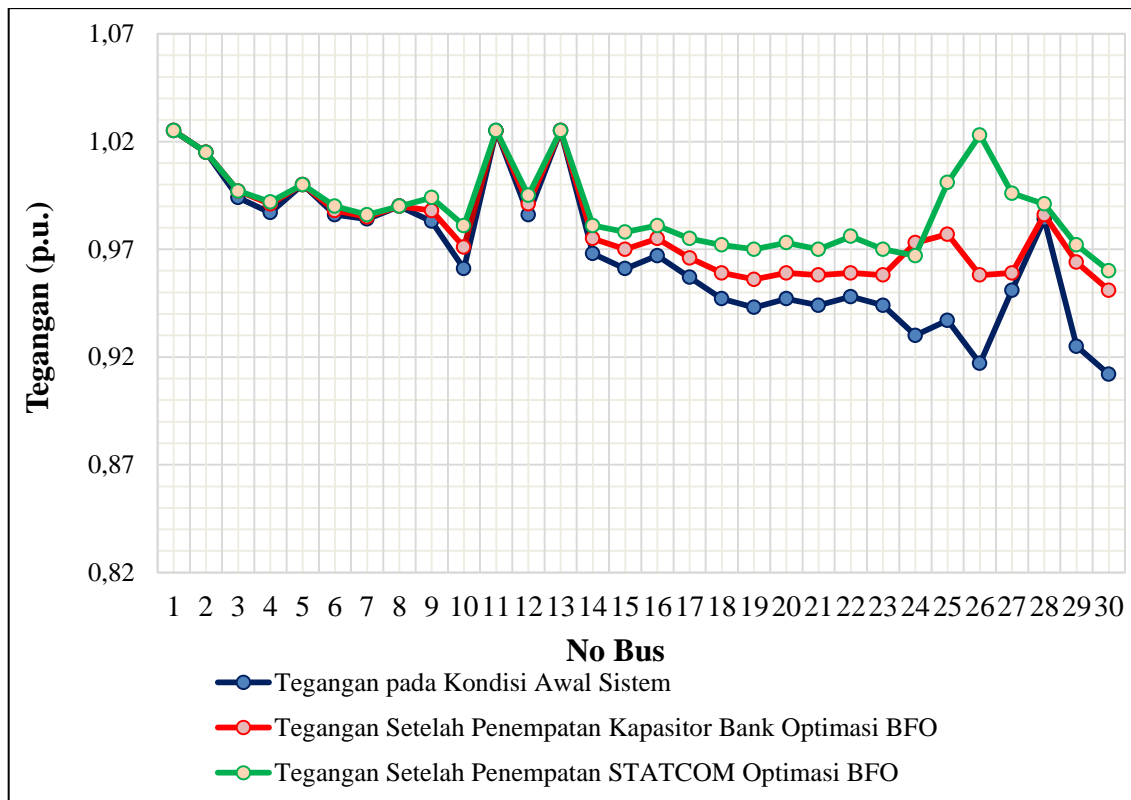
Gambar 4.12 Grafik Optimasi BFO untuk Penempatan STATCOM pada Sistem Standar IEEE 30 Bus

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada simulasi optimasi penempatan dan kapasitas STATCOM menggunakan BFO dilakukan sebanyak 100 iterasi. Partikel disebar secara acak untuk mendapatkan nilai optimal untuk lokasi penempatan dan kapasitas STATCOM. STATCOM tersebut ditempatkan dengan tujuan untuk mendapatkan rugi daya aktif yang paling minimum. Dari Gambar 4.12 dapat dilihat bahwa nilai rugi daya aktif yang paling minimum terdapat pada iterasi ke-100 yaitu dengan nilai 20,266 MW.

4.5 Perbandingan Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi yang Diterapkan

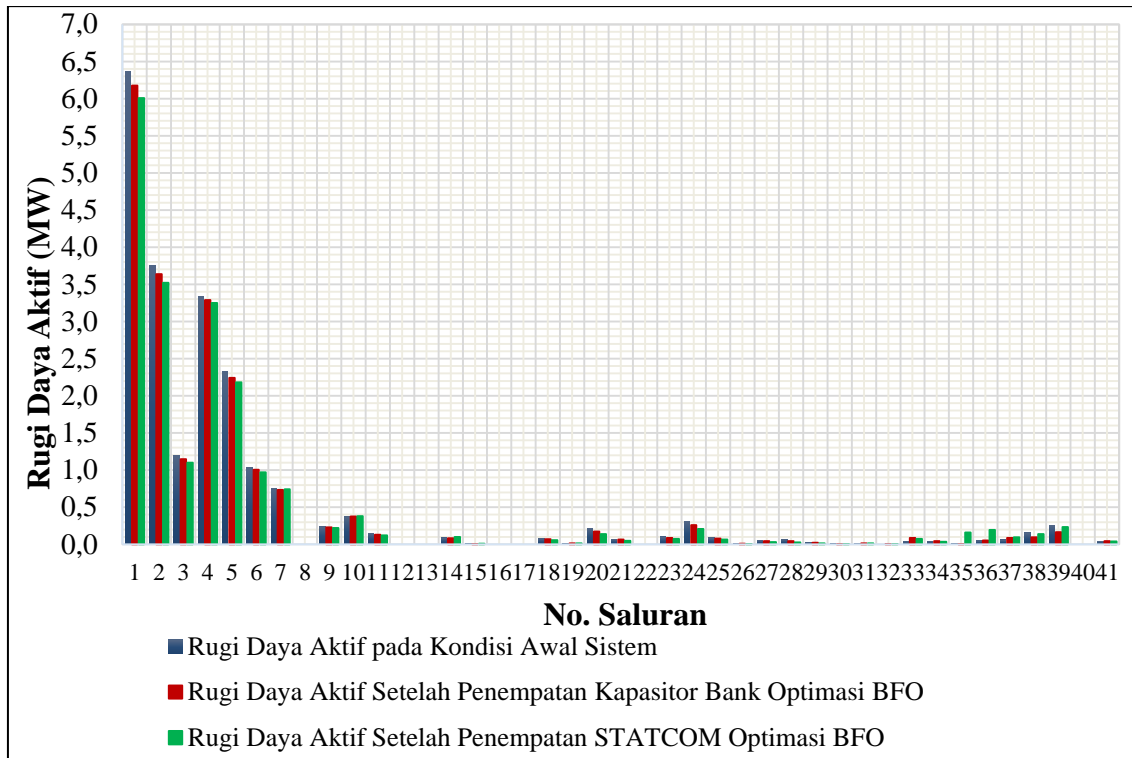
Hasil simulasi sistem standar IEEE 30 bus dengan berbagai kondisi yang telah diterapkan yaitu ketika kondisi awal sistem, sistem setelah penempatan oleh kapasitor bank dan STATCOM dengan optimasi BFO akan dibandingkan berdasarkan nilai tegangan pada tiap bus, rugi daya aktif, dan rugi daya reaktif yang dihasilkan. Pada Gambar 4.13 dapat dilihat perbandingan profil tegangan pada kondisi awal sistem, setelah penempatan dengan menggunakan kapasitor bank dan STATCOM yang dioptimasi BFO.



Gambar 4.13 Perbandingan Profil Tegangan Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Gambar 4.13 dapat dilihat bahwa dalam pengujian kondisi awal sistem terdapat beberapa bus pada sistem yang memiliki nilai tegangan di bawah batas fungsi objektif yang ditentukan. Akan tetapi setelah sistem dilakukan penempatan kapasitor bank dan STATCOM, maka terdapat perbaikan nilai tegangan pada bus-bus sistem tersebut. *Level* tegangan pada bus 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 29, dan bus 30 meningkat sehingga berada pada batas tegangan yang diijinkan. Dengan penempatan STATCOM perubahan *level* tegangan lebih baik jika dibandingkan dengan penempatan kapasitor bank. Dari hasil analisis tersebut dapat disimpulkan bahwa dengan melakukan pengompensasian pada sistem, maka nilai tegangan dapat diperbaiki sehingga dapat memenuhi batas $1 \pm 5\%$ p.u. sesuai dengan batas *level* yang diijinkan.



Gambar 4.14 Perbandingan Profil Rugi Daya Aktif Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.14 dapat dilihat perbandingan rugi daya aktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi pada kondisi awal sistem dan setelah penempatan oleh kapasitor bank dan STATCOM dengan optimasi BFO. Dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya aktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank maupun penempatan STATCOM. Pada Tabel 4.13 dapat dilihat prosentase rugi daya aktif terhadap daya aktif yang dibangkitkan generator.

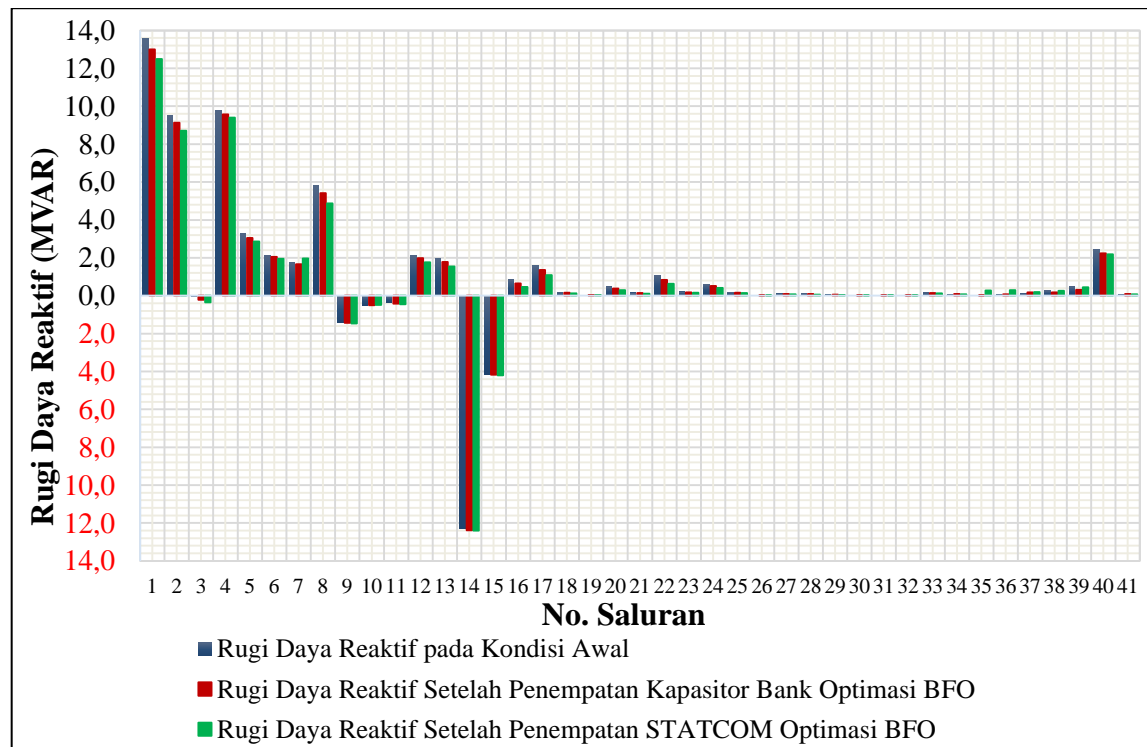
Tabel 4.13 Perbandingan Prosentase Rugi Daya Aktif Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi

Simulasi	Kondisi Awal	Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi BFO	Setelah Penempatan STATCOM dengan Optimasi BFO
Rugi Daya Aktif (MW)	21,429	21,046	21,037

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.13 dapat diketahui bahwa nilai rugi daya aktif yang terjadi pada kondisi awal sistem adalah sebesar 21,429 MW. Sedangkan nilai rugi daya aktif yang terjadi pada sistem setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi oleh BFO adalah 21,046 MW dan dengan penempatan STATCOM dengan optimasi BFO sebesar 21,037

MW. Dapat disimpulkan bahwa dengan adanya penempatan kapasitor bank yang dioptimasi BFO dapat mereduksi rugi daya aktif sebesar 0,383 MW (1,787%) dan dengan peralatan FACTS yaitu STATCOM mampu mereduksi rugi daya aktif sebesar 0,392 MW (1,829%). Pada Gambar 4.15 dapat dilihat perbandingan rugi daya reaktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi.



Gambar 4.15 Perbandingan Profil Rugi Daya Reaktif Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.15 dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya reaktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank maupun penempatan STATCOM. Total rugi daya reaktif pada kondisi awal adalah sebesar 40,797 MVAR, setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi BFO adalah sebesar 37,784 MVAR, dan setelah penempatan STATCOM yang dioptimasi BFO total rugi daya reaktif semakin menurun yaitu sebesar 37,066 MVAR.

4.6 Data Bus Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali 500 kV

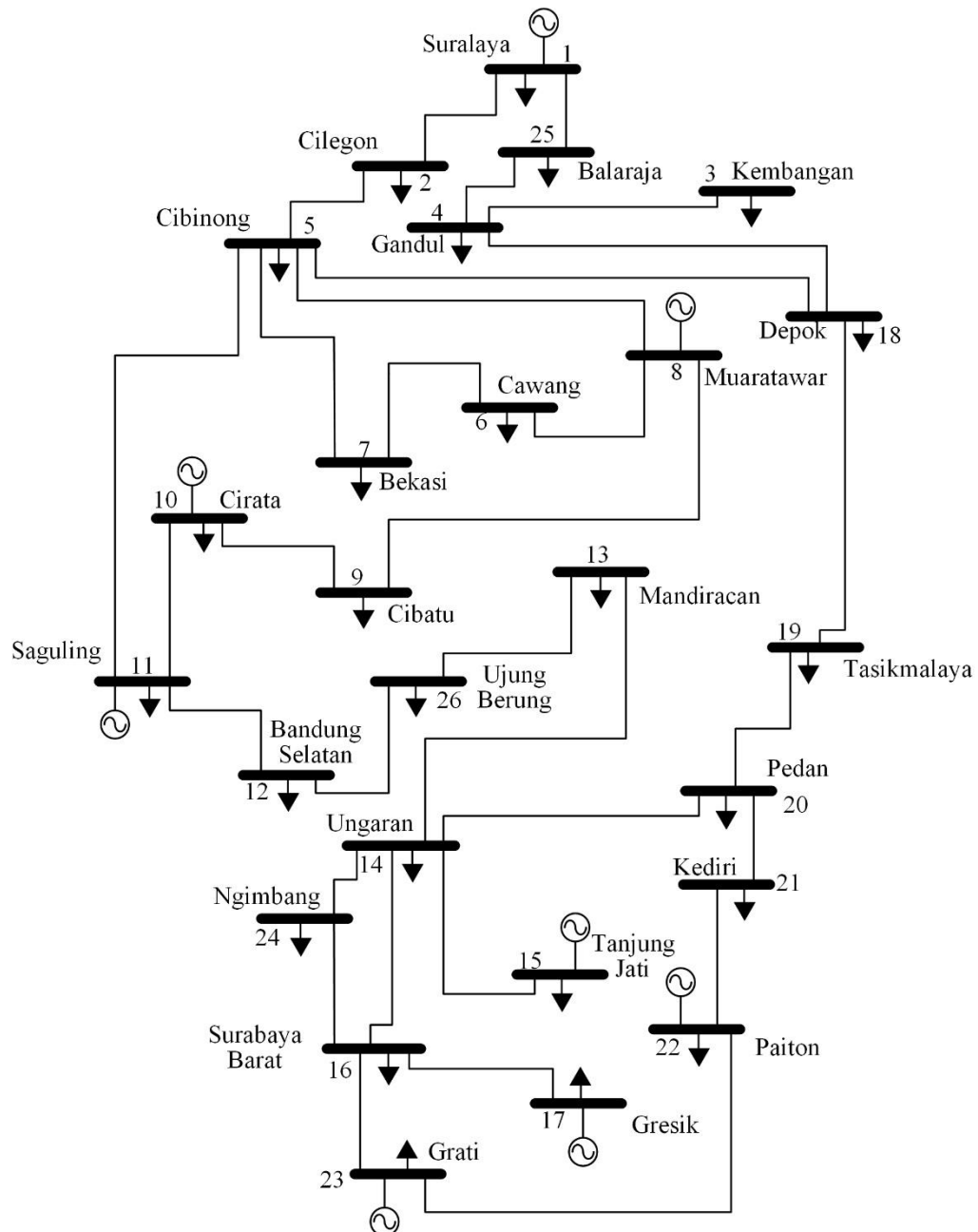
Pada sub bab ini optimasi FACTS diterapkan pada *test case*. Sistem transmisi yang digunakan untuk skripsi ini adalah sistem transmisi Jawa Madura Bali 500 kV yang diambil pada tanggal 19 Februari 2016 pukul 19.30 yang bersumber dari PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban(P3B). Data sistem transmisi yang digunakan terdiri dari 26 bus, 32 saluran, dan 8 pusat pembangkit

yang terhubung ke bus-bus beban melalui saluran transmisi. Bus-bus tersebut diklasifikasikan sebagai berikut.

Tabel 4.14 Jenis-jenis Bus pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV

Jenis Bus	Nama Bus	Jumlah Bus
<i>Slack Bus</i>	Suralaya	1
<i>Load Bus</i>	Cilegon, Kembangan, Gandul, Balaraja, Cibinong, Cawang, Bekasi, Depok, Cibatu, Tasikmalaya, Bandung Selatan, Mandiracan, Ungaran, Pedan, Ngimbang, Surabaya Barat, dan Kediri	17
Generator Bus	Suralaya, Muara Tawar, Cirata, Saguling, Tanjung Jati, Gresik, Grati, dan Paiton	8
Jumlah		26

Sumber : PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) (2016)



Gambar 4.16 Single Line Diagram Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV
 Sumber : PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) (2016)

4.6.1 Data Saluran Transmisi Jawa Madura Bali 500kV

Berikut merupakan data saluran transmisi Jawa Madura Bali 500 kV yang terdiri dari impedansi saluran (R dan X) dan susceptansi (B).

Tabel 4.15 Data Saluran Transmisi Jawa Madura Bali 500 kV

No. Saluran	No. Bus	Bus Awal	Bus Tujuan	R (p.u.)	X (p.u.)	$\frac{1}{2} B$
1	1-2	Suralaya	Cilegon	0,000626496	0,007008768	0,001141429
2	1-25	Suralaya	Balaraja	0,003677677	0,035333317	0,000226416
3	2-5	Cilegon	Cibinong	0,013133324	0,146925792	5,44495E-05
4	3-4	Kembangan	Gandul	0,001513179	0,016928308	0,000472621
5	4-18	Gandul	Depok	0,000694176	0,006669298	0,002399031
6	5-7	Cibinong	Bekasi	0,00444188	0,0426754	0,000187462
7	5-8	Cibinong	Muara Tawar	0,0062116	0,059678	0,000134053
8	5-11	Cibinong	Saguling	0,00411138	0,04599504	0,000173931
9	6-7	Cawang	Bekasi	0,001973648	0,01896184	0,0004219
10	6-8	Cawang	Muara Tawar	0,0056256	0,054048	0,000148017
11	8-9	Muara Tawar	Cibatu	0,002822059	0,027112954	0,000295063
12	9-10	Cibatu	Cirata	0,00273996	0,026324191	0,000305545
13	10-11	Cirata	Saguling	0,001474728	0,014168458	0,000564635
14	11-12	Saguling	Bandung Selatan	0,0019578	0,0219024	0,000365257
15	12-13	Bandung Selatan	Mandiracan	0,00699098	0,0671659	0,000119108
16	12-26	Bandung Selatan	Ujung Berung	0,000385	0,003703	0
17	13-14	Mandiracan	Ungaran	0,013478	0,12949	0,000061781
18	13-26	Mandiracan	Ujung Berung	0,000868	0,0097008	0
19	14-15	Ungaran	Tanjung Jati	0,01353392	0,15140736	0,000105675
20	14-16	Ungaran	Surabaya Barat	0,01579856	0,1517848	2,79497E-05
21	14-20	Ungaran	Tanjung Jati	0,00903612	0,0868146	9,21505E-05
22	16-17	Surabaya Barat	Gresik	0,00139468	0,0133994	0,000594543
23	16-23	Surabaya Barat	Grati	0,003986382	0,044596656	0,000179386
24	18-5	Depok	Cibinong	0,000818994	0,00786848	0,000912626
25	18-19	Depok	Tasikmalaya	0,014056	0,15724802	0,000050875
26	19-20	Tasikmalaya	Pedan	0,015311	0,171288	4,67055E-05
27	20-21	Surabaya Barat	Grati	0,010291	0,115128	0,000069488
28	21-22	Kediri	Paiton	0,010291	0,115128	0,000069488
29	22-23	Paiton	Grati	0,004435823	0,049624661	0,000169547
30	24-14	Ngimbang	Ungaran	0,023479613	0,225580588	3,54641E-05
31	24-16	Ngimbang	Surabaya Barat	0,005966652	0,057324466	0,000139362
32	25-4	Balaraja	Gandul	0,002979224	0,02862292	0,000279497

Sumber : PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) (2016)

4.6.2 Data Pembebanan dan Pembangkitan

Data pembebanan pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV yang digunakan dalam penelitian ini ditunjukkan pada Tabel 4.16

Tabel 4.16 Data Pembebanan Jawa Madura Bali 500 kV

No. Bus	Nama Bus	Kode Bus	Tegangan		Beban	
			Magnitude	Degree	P(MW)	Q(MVAR)
1	Suralaya	1	1,020	0,000	147,860	77,440
2	Cilegon	0	1,000	0,000	100,230	193,240
3	Kembangan	0	1,000	0,000	122,000	114,000
4	Gandul	0	1,000	0,000	571,280	-31,200
5	Cibinong	0	1,000	0,000	367,320	231,140
6	Cawang	0	1,000	0,000	523,000	108,000
7	Bekasi	0	1,000	0,000	740,000	-7,000
8	Muara Tawar	2	1,000	0,000	0,000	0,000
9	Cibatu	0	1,000	0,000	947,000	410,000
10	Cirata	2	1,000	0,000	667,070	261,070
11	Saguling	2	1,000	0,000	0,000	0,000
12	Bandung Selatan	0	1,000	0,000	557,000	261,000
13	Mandiracan	0	1,000	0,000	67,960	66,790
14	Ungaran	0	1,025	0,000	654,000	410,000
15	Tanjung Jati	2	1,000	0,000	292,000	55,000
16	Surabaya Barat	0	1,000	0,000	932,850	339,710
17	Gresik	0	1,000	0,000	102,300	118,770
18	Depok	2	1,000	0,000	503,990	108,380
19	Tasikmalaya	0	1,000	0,000	285,000	92,000
20	Pedan	0	1,000	0,000	674,000	231,000
21	Kediri	0	1,000	0,000	615,435	178,800
22	Paiton	2	1,000	0,000	869,000	210,000
23	Grati	2	1,000	0,000	447,400	280,300
24	Ngimbang	0	1,025	0,000	547,000	164,000
25	Balaraja	0	1,000	0,000	577,000	184,000
26	Ujung Berung	0	1,000	0,000	25,730	4,180
Total					11.336,425	4.060,620

Sumber : PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) (2016)

Kode bus pada Tabel 4.16 merepresentasikan jenis bus pada sistem. Kode bus 1 apabila bus tersebut merupakan *slack* bus, kode bus 2 digunakan apabila bus tersebut merupakan bus generator atau bus pembangkit, dan kode bus 0 apabila bus tersebut merupakan bus beban. Untuk data pembangkitan daya aktif dan reaktif untuk tiap bus generator ditunjukkan pada Tabel 4.17.

Tabel 4.17 Data Pembangkitan Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV

No. Bus	Nama Pembangkit	P _G (MW)	Q _G (MVAR)	P _G min (MW)	P _G max (MW)
2	Suralaya	2766	1144	2489	3043
11	Muara Tawar	767	244	690	844
13	Cirata	422	141	380	464
14	Saguling	567	112	510	624
18	Tanjung Jati	2230	201	2007	2453
23	Gresik	515	157	464	567
24	Paiton	4038	715	3634	4442
26	Grati	764	100	688	840

Sumber : PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) (2016)

4.7 Simulasi *Load Flow* Kondisi Awal Sistem Jawa Madura Bali 500 kV

Sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV akan diuji dalam kondisi awal. Analisis aliran daya dilakukan dengan menggunakan *Newton Raphson*. Pada pengujian ini, sistem akan dilihat kondisi awalnya tanpa penempatan kapasitor bank dan STATCOM. Kondisi awal yang dimaksud adalah aliran daya yang terjadi, besarnya rugi-rugi daya yang timbul, dan juga nilai tegangan pada tiap bus sistem. Penyelesaian analisis aliran daya dengan menggunakan *Newton Raphson* didasarkan pada :

- Base* daya = 1000 MVA
- Base* tegangan = 500 kV
- Akurasi = 0,00001
- Batas iterasi metode *Newton Raphson* adalah 100

Berikut dipaparkan hasil simulasi *load flow* pada Tabel 4.18 yang memaparkan magnitude dan derajat tegangan, pembebanan daya aktif dan reaktif, serta daya dan reaktif yang dibangkitkan oleh generator.

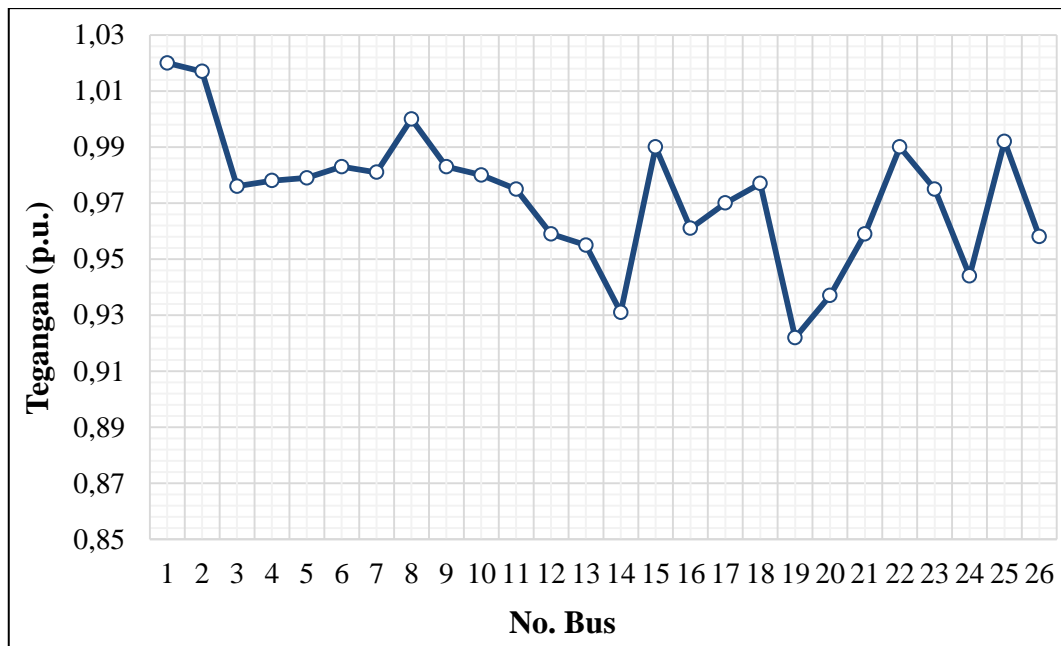
Tabel 4. 18 Hasil Simulasi Kondisi Awal Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,020	0,000	147,860	77,440	2325,343	1180,833
2	1,017	-0,240	100,230	193,240	0,000	0,000
3	0,976	-4,518	122,000	144,000	0,000	0,000
4	0,978	-4,407	571,280	-31,200	0,000	0,000
5	0,979	-4,779	367,320	231,140	0,000	0,000
6	0,983	-6,840	523,000	108,000	0,000	0,000

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
7	0,981	-6,787	740,000	-7,000	0,000	0,000
8	1,000	-5,378	0,000	0,000	767,000	1221,661
9	0,983	-5,926	947,000	410,000	0,000	0,000
10	0,980	-5,053	667,070	261,070	422,000	534,148
11	0,975	-4,347	0,000	0,000	566,930	213,634
12	0,959	-3,764	557,000	261,000	0,000	0,000
13	0,955	-3,074	67,960	66,790	0,000	0,000
14	0,931	5,809	654,000	410,000	0,000	0,000
15	0,990	23,916	292,000	55,000	2230,000	568,697
16	0,961	4,925	932,850	339,710	0,000	0,000
17	0,970	5,214	102,300	118,770	515,160	713,323
18	0,977	-4,491	503,990	108,380	0,000	0,000
19	0,922	4,427	285,000	92,000	0,000	0,000
20	0,937	5,965	674,000	231,000	0,000	0,000
21	0,959	7,288	615,434	178,800	0,000	0,000
22	0,990	8,858	869,000	210,000	4038,100	854,774
23	0,975	7,263	447,400	280,300	764,000	283,737
24	0,944	3,481	574,000	164,000	0,000	0,000
25	0,992	-2,901	577,000	184,000	0,000	0,000
26	0,958	-3,577	25,730	4,180	0,000	0,000
Total			11.363,424	4.090,620	11.628,533	5.570,808

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.18 hasil simulasi pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali sebelum penempatan kapasitor bank dan STATCOM diketahui bahwa total daya aktif dan reaktif yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 11.628,533 MW dan 5.570,808 MVAR. Selain itu terdapat beberapa variasi tegangan pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV, variasi tegangan tersebut berkisar pada nilai 0,922 p.u. hingga 1,02 p.u. Apabila melihat batasan fungsi objektif yang telah dijelaskan pada bab 3, maka terdapat beberapa bus yang berada diluar batas nilai tegangan $1 \pm 5\%$ p.u., yaitu bus 14 dengan nilai tegangan 0,931 p.u., bus 19 dengan nilai tegangan 0,922 p.u., bus 20 dengan nilai tegangan 0,937 p.u., dan bus 24 dengan nilai tegangan 0,944 p.u. Nilai tegangan tiap-tiap bus tersebut di plot dalam sebuah grafik pada Gambar 4.17 sebagai berikut:



Gambar 4.17 Profil Tegangan pada Kondisi Awal Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV

Sumber : Hasil Perhitungan

Hasil aliran daya pada masing-masing saluran transmisi dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV ditunjukkan pada Tabel 4.19.

Tabel 4.19 Hasil Aliran Daya pada Kondisi Awal Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali

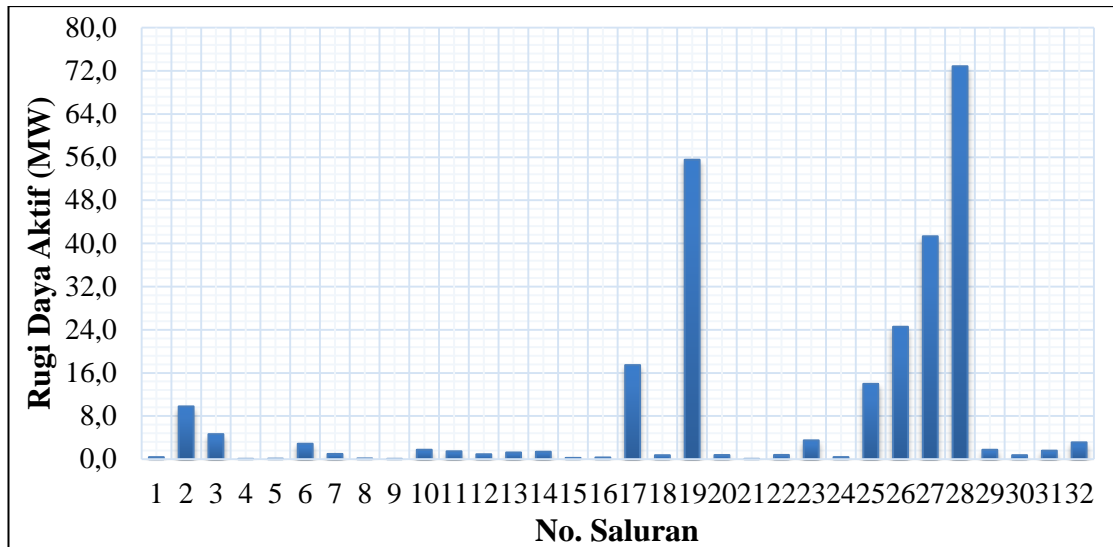
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		2177.483	1103.393	2441.087		
	2	657.512	428.629	784.885	0.372	1.790
	25	1519.971	674.765	1663.015	9.777	93.476
2		-100.230	-193.240	217.687		
	1	-657.141	-426.839	783.598	0.372	1.790
	5	556.911	233.599	603.919	4.635	51.741
3		-122.000	-144.000	188.733		
	4	-122.000	-144.000	188.733	0.056	-0.272
4		-571.280	31.200	572.131		
	3	122.056	143.728	188.562	0,056	-0,272
	18	236,745	255,401	348,249	0,089	-3,732
	25	-930,081	-367,929	1000,211	3,112	29,360
5		-367,320	-231,140	433,993		
	2	-552,276	-181,858	581,447	4,635	51,741
	7	776,097	-116,375	784,773	2,855	27,074
	8	133,750	-361,504	385,453	0,963	8,987
	11	-148,324	93,697	175,440	0,132	1,147
	18	-567,566	334,901	666,774	0,381	1,912

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
6		-523,000	-108,000	534,035		
	7	-33,201	136,022	140,015	0,040	-0,427
	8	-489,799	-244,022	547,220	1,741	16,438
7		-740,000	7,000	740,033		
	5	-773,241	143,449	786,435	2,855	27,074
	6	33,241	-136,449	140,440	0,040	-0,427
8		767,000	1221,661	1442,479		
	5	-132,787	370,491	393,569	0,963	8,987
	6	491,540	260,460	556,283	1,741	16,438
	9	408,247	590,710	718,056	1,456	13,409
9		-947,000	-410,000	1031,944		
	8	-406,791	-577,301	706,226	1,456	13,409
	10	-540,209	167,301	565,522	0,907	8,129
10		-245,070	273,078	366,920		
	9	541,116	-159,172	564,041	0,907	8,129
	11	-786,186	432,250	897,178	1,237	10,803
11		566,930	213,634	605,845		
	5	148,457	-92,549	174,942	0,132	1,147
	10	787,423	-421,447	893,114	1,237	10,803
	12	-368,950	727,631	815,825	1,372	14,663
12		-557,000	-261,000	615,118		
	11	370,321	-712,968	803,406	1,372	14,663
	13	-156,581	75,928	174,019	0,230	1,992
	26	-770,740	376,040	857,582	0,308	2,959
13		-67,960	-66,790	95,286		
	12	156,811	-73,935	173,367	0,230	1,992
	14	-1022,278	367,903	1086,464	17,433	167,377
	26	797,507	-360,758	875,307	0,729	8,144
14		-654,000	-410,000	771,891		
	13	1039,711	-200,526	1058,872	17,433	167,377
	15	-1882,491	107,098	1885,535	55,509	620,795
	16	70,991	-191,716	204,438	0,762	7,267
	20	-33,602	-59,358	68,209	0,048	0,304
	24	151,392	-65,497	164,953	0,737	7,017
15		1938,000	513,697	2004,926		
	14	1938,000	513,697	2004,926	55,509	620,795
16		-932,850	-339,710	992,780		
	14	-70,229	198,983	211,013	0,762	7,267
	17	-412,082	-588,191	718,179	0,778	6,362
	23	-875,458	-201,891	898,436	3,483	38,623
	24	424,920	251,390	493,714	1,575	14,875
17		412,860	594,553	723,842		
	16	412,860	594,553	723,842	0,778	6,362

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
18		-503,990	-108,380	515,512		
	4	-236,656	-259,132	350,935	0,089	-3,732
	5	576,947	-332,989	666,145	0,381	1,912
	19	-844,281	483,741	973,045	13,956	156,035
19		-285,000	-92,000	299,481		
	18	858,237	-327,706	918,674	13,956	156,035
	20	-1143,237	235,706	1167,282	24,544	27,377
20		-674,000	-231,000	712,486		
	14	33,650	59,662	68,498	0,048	0,304
	19	1167,781	-208,328	1186,218	24,544	27,377
	21	-1875,432	-82,334	1877,238	41,316	46,096
21		-615,434	-178,000	640,881		
	20	1916,747	128,430	1921,045	41,316	46,096
	22	-2532,182	-307,230	2550,752	72,840	81,356
22		3169,100	644,774	3234,027		
	21	2605,022	388,586	2633,845	72,840	81,356
	23	564,078	256,188	619,529	1,737	19,110
23		316,600	3,437	316,619		
	16	878,941	240,515	911,254	3,483	38,623
	22	-562,341	-237,078	610,273	1,737	19,110
24		-574,000	-164,000	596,969		
	14	-150,655	72,515	167,198	0,737	7,017
	16	-423,345	-236,515	484,933	1,575	14,875
25		-577,000	-164,000	596,969		
	1	-1510,193	72,515	167,198	0,737	7,017
	4	933,193	-263,515	484,933	1,575	14,875
26		-25,730	-4,180	26,067		
	12	771,048	-373,082	856,566	0,308	2,959
	13	-796,778	368,902	878,034	0,729	8,144
Total					265,108	1.480,189

Sumber : Hasil Perhitungan

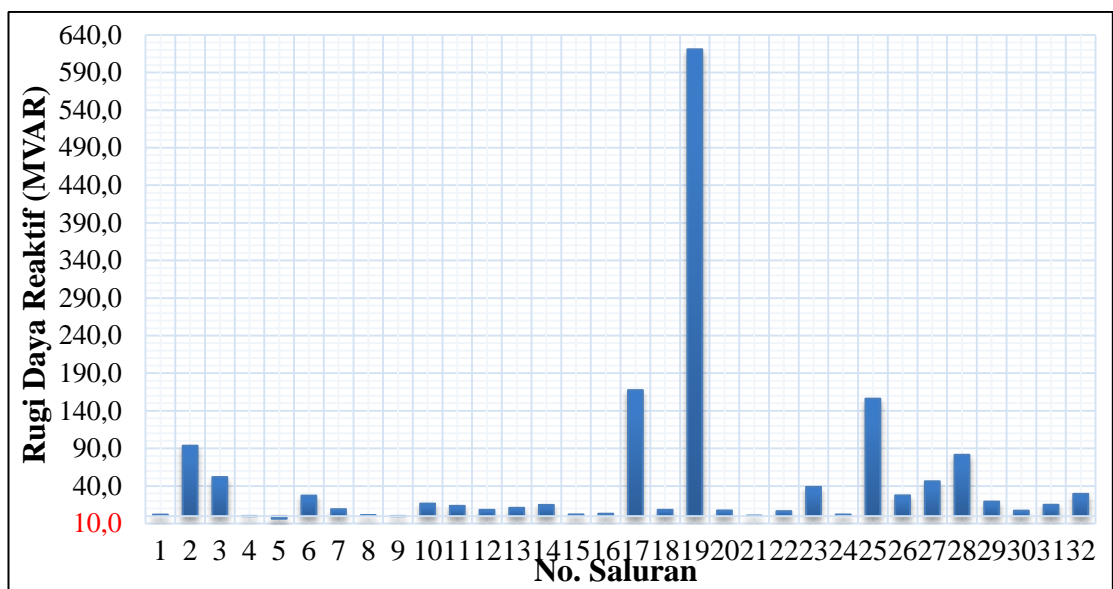
Berdasarkan Tabel 4.19 dapat dilihat hasil aliran daya dengan menggunakan metode *Newton Raphson* pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Bali dalam kondisi sebelum penempatan kapasitor bank dan STATCOM. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi awal sistem adalah sebesar 265,108 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 1.480,189 MVAR.



Gambar 4.18 Profil Rugi Daya Aktif pada Kondisi Awal Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.18 dapat dilihat rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 21 (Kediri) ke bus 22 (Paiton) atau pada saluran nomor 28 sebesar 72,840 MW dan nilai rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 6 (Cawang) ke bus 7 (Bekasi) atau pada saluran nomor 9 sebesar 0,040 MW.



Gambar 4.19 Profil Rugi Daya Reaktif pada Kondisi Awal Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV

Sumber : Hasil Perhitungan

Gambar 4.19 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI pada kondisi awal. Dari

Gambar 4.19 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 14 (Ungaran) ke bus 15 (Tanjung Jati) atau terjadi pada saluran nomor 19 sebesar 620,795 MVAR. Dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 4 (Gandul) ke bus 18 (Depok) atau terjadi pada saluran nomor 5 sebesar -3,732 MVAR.

4.8 Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi BFO

Pada bagian ini dilakukan simulasi sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV dengan penempatan kapasitor bank yang telah dioptimasi dengan menggunakan metode BFO. Sistem akan dilihat kondisi setelah penempatan kapasitor bank yaitu meliputi aliran daya yang terjadi, besarnya rugi-rugi daya yang timbul, dan juga nilai tegangan pada tiap bus sistem akibat penempatan kapasitor bank. Jumlah kapasitor bank adalah 3 buah dengan masing-masing kapasitor bank berkapasitas 0 sampai 75 MVAR. Pengujian dilakukan sebanyak 10 kali dengan tujuan untuk mendapatkan hasil dengan nilai *fitness* terkecil.

Tabel 4.20 Pengujian Penempatan Kapasitor Bank Dengan BFO pada sistem Jawa Bali 500 kV

No	Fitness	Ploss (MW)	TVD	Lokasi (Kapasitas)			Waktu Eksekusi
				1	2	3	
1	242,419	241,833	0,586	21	13	14	1 menit 21 detik
				75	75	53,043	
2	242,656	242,068	0,588	5	21	14	1 menit 45 detik
				75	71,714	40,995	
3	242,609	242,016	0,593	21	16	14	1 menit 20 detik
				75	75	48,164	
4	242,632	242,045	0,587	14	7	21	1 menit 11 detik
				38,786	75	75	
5	242,746	242,153	0,593	19	14	21	1 menit 41 detik
				0	44,3	75	
6	242,611	241,998	0,613	24	21	3	1 menit 31 detik
				75	75	61,555	
7	242,724	242,131	0,593	21	14	17	1 menit 45 detik
				75	56,801	0	
8	242,707	242,298	0,589	14	21	26	1 menit 21 detik
				33,159	75	75	
9	242,607	242,021	0,586	21	6	14	1 menit 17 detik
				75	68,124	62,578	
10	242,750	242,158	0,592	1	21	14	1 menit 44 detik
				58,086	71,625	67,797	

Setelah dilakukan pengujian sebanyak 10 kali, didapatkan bahwa hasil *fitness* terbaik pada pengujian ke-9 yaitu sebesar 242,607. Dari pengujian tersebut didapatkan lokasi kapasitor bank yaitu pada bus 21, 6, 14 dengan rating masing-masing 75 MVAR, 68,124 MVAR dan 62,578 MVAR. Pada Tabel 4.21 dipaparkan hasil simulasi sistem tersebut setelah dilakukan optimasi.

Tabel 4.21 Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Metode BFO

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,020	0,000	147,860	77,440	2320,838	1153,170
2	1,017	-0,240	100,230	193,240	0,000	0,000
3	0,977	-4,508	122,000	144,000	0,000	0,000
4	0,980	-4,398	571,280	-31,200	0,000	0,000
5	0,980	-4,768	367,320	231,140	0,000	0,000
6	0,986	-6,833	523,000	108,000	0,000	0,000
7	0,983	-6,777	740,000	-7,000	0,000	0,000
8	1,000	-5,360	0,000	0,000	767,000	1155,270
9	0,983	-5,910	947,000	410,000	0,000	0,000
10	0,980	-5,038	667,070	261,070	422,000	534,121
11	0,975	-4,332	0,000	0,000	566,930	149,959
12	0,960	-3,758	557,000	261,000	0,000	0,000
13	0,957	-3,072	67,960	66,790	0,000	0,000
14	0,967	5,691	654,000	410,000	0,000	0,000
15	0,990	23,711	292,000	55,000	2230,000	527,302
16	0,964	4,813	932,850	339,710	0,000	0,000
17	0,970	5,118	102,300	118,770	515,160	517,619
18	0,978	-4,481	503,990	108,380	0,000	0,000
19	0,961	4,355	285,000	92,000	0,000	0,000
20	0,976	5,829	674,000	231,000	0,000	0,000
21	0,969	7,080	615,434	178,800	0,000	0,000
22	1,000	8,620	869,000	210,000	4038,100	857,417
23	0,985	7,071	447,400	280,300	764,000	443,686
24	0,977	3,380	574,000	164,000	0,000	0,000
25	0,993	-2,896	577,000	184,000	0,000	0,000
26	0,959	-3,572	25,730	4,180	0,000	0,000
Total			11.363,424	4.090,620	11.624,028	5.338,546

Sumber : Hasil Perhitungan

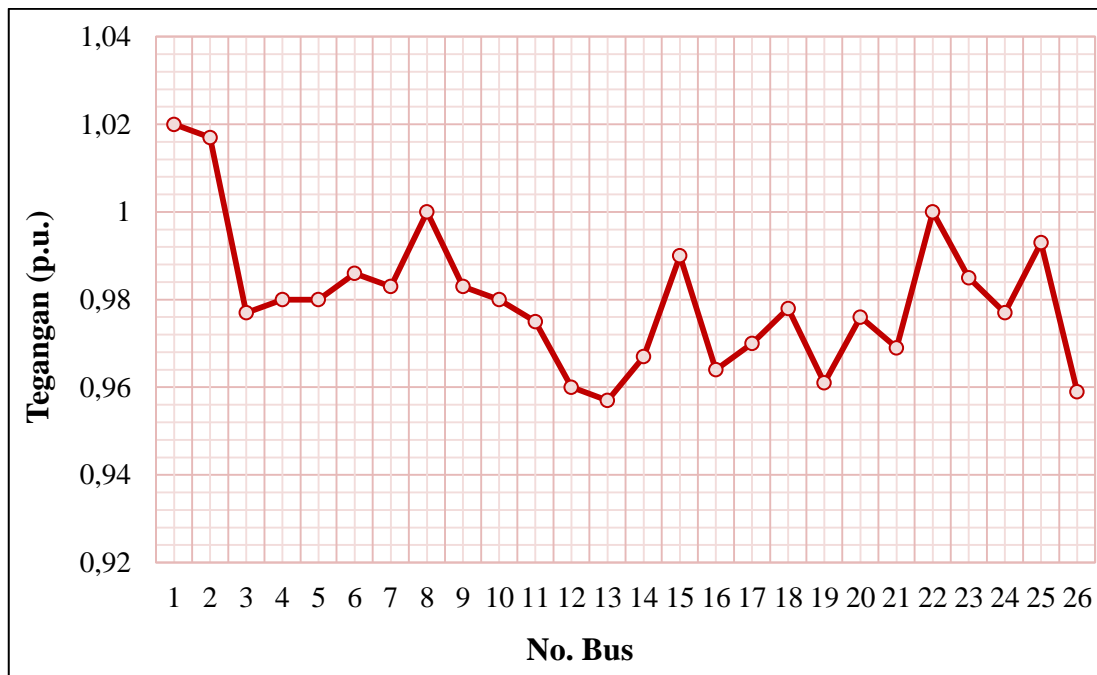
Tabel 4.21 menunjukkan hasil simulasi sistem setelah penempatan kapasitor bank dengan nilai rugi daya yang paling minimum. Dapat diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 11.624,028 MW dan 5.076,255 MVAR. Lokasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank yang digunakan ditunjukkan pada Tabel 4.22.

Tabel 4.22 Hasil Optimasi Penempatan dan Rating Kapasitor Bank menggunakan BFO pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV

Jenis Kompensator	Lokasi (bus)	Rating (MVAR)
Kapasitor Bank	6 (Cawang)	68,124
Kapasitor Bank	14 (Ungaran)	62,578
Kapasitor Bank	21 (Kediri)	75,000
Total		205,703

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.20 merupakan profil tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV setelah ditempatkan kapasitor bank yang di plot dalam sebuah grafik. Tegangan pada sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV setelah penempatan kapasitor bank yang sebelumnya tidak memenuhi batas $1\pm 5\%$ p.u. menjadi naik dan dapat memenuhi batas yang ditentukan berdasarkan standar aturan jaringan. Level tegangan pada bus 14 meningkat dari 0,931 p.u. menjadi 0,967 p.u., pada bus 19 meningkat dari 0,922 p.u. menjadi 0,961 p.u., bus 20 meningkat dari 0,937 p.u. menjadi 0,976 p.u., dan bus 24 meningkat dari 0,944 p.u. menjadi 0,977 p.u.



Gambar 4.20 Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi BFO

Sumber : Hasil Perhitungan

Hasil aliran daya pada masing-masing saluran transmisi dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV setelah penempatan kapasitor bank dengan optimasi BFO ditunjukkan pada Tabel 4.23.

Tabel 4.23 Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi BFO

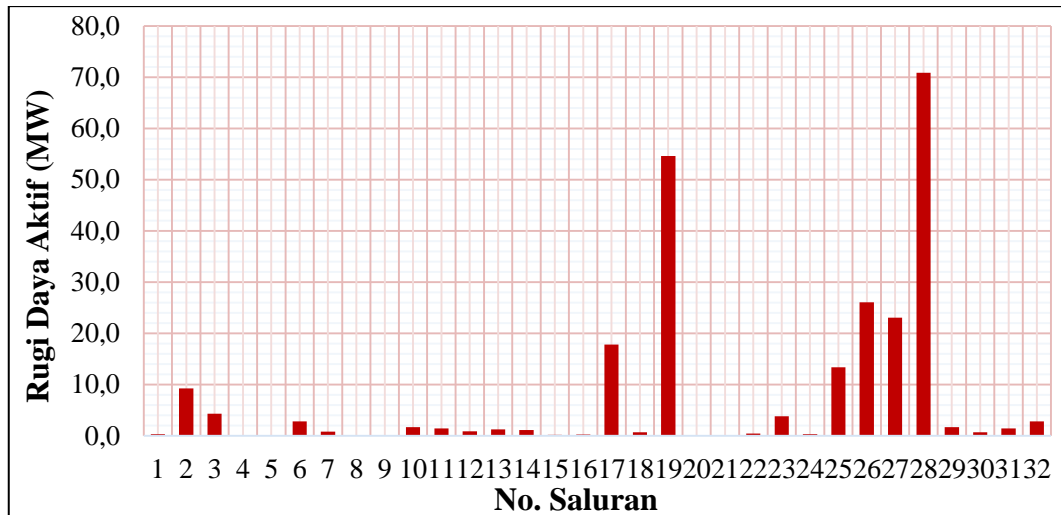
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		2172,978	1075,730	2424,671		
	2	656,241	420,979	779,664	0,367	1,734
	25	1516,737	654,751	1652,026	9,648	92,238
2		-100,230	-193,240	217,687		
	1	-655,875	-419,244	778,420	0,367	1,734
	5	555,645	226,004	599,849	4,572	51,039
3		-122,000	-144,000	188,733		
	4	-122,000	-144,000	188,733	0,056	-0,276
4		-571,280	31,200	572,131		
	3	122,056	143,724	188,559	0,056	-0,276
	18	233,705	237,263	333,035	0,081	-3,819
	25	-927,042	-349,788	990,837	3,047	28,725
5		-367,320	-231,140	433,993		
	2	-551,073	-174,966	578,182	4,572	51,039
	7	776,552	-138,487	783,804	2,878	27,289
	8	133,965	-342,933	368,171	0,876	8,156
	11	-147,487	118,410	189,139	0,153	1,383
	18	-579,278	306,835	655,523	0,367	1,776
6		-523,000	-39,876	524,518		
	7	-33,621	158,472	161,999	0,054	-0,303
	8	-489,379	-198,348	528,047	1,613	15,206
7		-740,000	7,000	740,033		
	5	-773,674	165,776	791,236	2,878	27,289
	6	33,674	-158,776	162,307	0,054	-0,303
8		767,000	1155,270	1386,701		
	5	-133,089	351,089	375,468	0,876	8,156
	6	490,992	213,554	535,424	1,613	15,206
	9	409,097	590,627	718,471	1,458	13,425
9		-947,000	-410,000	1031,944		
	8	-407,639	-577,202	706,634	1,458	13,425

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	10	-539,361	167,202	564,683	0,905	8,103
10		-245,070	273,051	366,901		
	9	540,266	-159,099	563,205	0,905	8,103
	11	-785,336	432,151	896,385	1,235	10,782
11		566,930	149,959	586,428		
	5	147,640	-117,027	188,396	0,153	1,383
	10	786,570	-421,369	892,325	1,235	10,782
	12	-376,281	688,356	780,211	1,255	13,352
12		-557,000	-261,000	615,118		
	11	368,535	-675,004	769,057	1,255	13,352
	13	-156,339	69,615	171,138	0,222	1,915
	26	-769,196	344,389	842,773	0,297	2,852
13		-67,960	-66,790	95,286		
	12	156,561	-67,700	170,572	0,222	1,915
	14	-1076,406	117,178	1082,765	17,266	165,771
	26	795,926	-329,491	861,431	0,704	7,866
14		-654,000	-347,422	740,552		
	13	1093,672	48,593	1094,751	17,266	165,771
	15	-1926,335	336,863	1955,567	55,324	618,724
	16	95,338	11,983	96,088	0,156	1,446
	20	-36,533	-98,568	105,121	0,107	0,850
	24	163,021	-56,832	172,643	0,748	7,119
15		1938,000	472,302	1994,721		
	14	1981,659	281,861	1999,032	55,324	618,724
16		-932,850	-339,710	992,780		
	14	-95,182	-10,537	95,763	0,156	1,446
	17	-412,371	-395,262	571,211	0,489	3,587
	23	-871,041	-361,772	943,182	3,816	42,353
	24	383,793	-260,470	463,834	1,381	13,007
17		412,860	598,849	574,051		
	16	412,860	598,849	574,051	0,489	3,587
18		-503,990	-108,380	515,512		
	4	-233,624	-241,082	335,710	0,081	-3,819
	5	579,645	-305,058	655,018	0,367	1,776
	19	-894,789	257,404	931,077	12,741	142,446

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
19		-285,000	-92,000	299,481		
	18	907,531	-114,958	914,783	12,741	142,446
	20	-1209,252	223,665	1229,763	25,083	27,973
20		-674,000	-231,000	712,486		
	14	36,640	99,418	105,955	0,107	0,850
	19	1234,335	-195,691	1249,751	25,083	27,973
	21	-676,589	1250,611	1421,900	21,825	24,285
21		-615,434	-103,800	624,127		
	20	698,414	-1226,326	1411,261	21,825	24,285
	22	-2537,544	-308,136	2556,184	71,609	79,975
22		3169,100	647,417	3234,555		
	21	2609,153	388,111	2637,861	71,609	79,975
	23	559,947	259,306	617,074	1,689	18,566
23		316,600	163,386	356,273		
	16	874,858	404,126	963,688	3,816	42,353
	22	-558,258	-240,740	607,953	1,689	18,566
24		-574,000	-164,000	596,969		
	14	-162,273	63,951	174,420	0,748	7,119
	16	-382,412	273,478	470,137	1,381	13,007
25		-577,000	-184,000	605,628		
	1	-1507,088	-562,513	1608,644	9,648	7,119
	4	930,088	378,513	1004,159	3,047	28,725
26		-25,730	-4,180	26,067		
	12	769,493	-341,537	841,882	0,297	2,852
	13	-795,223	337,357	863,822	0,704	7,866
Total					242,021	1.427,549

Sumber : Hasil Perhitungan

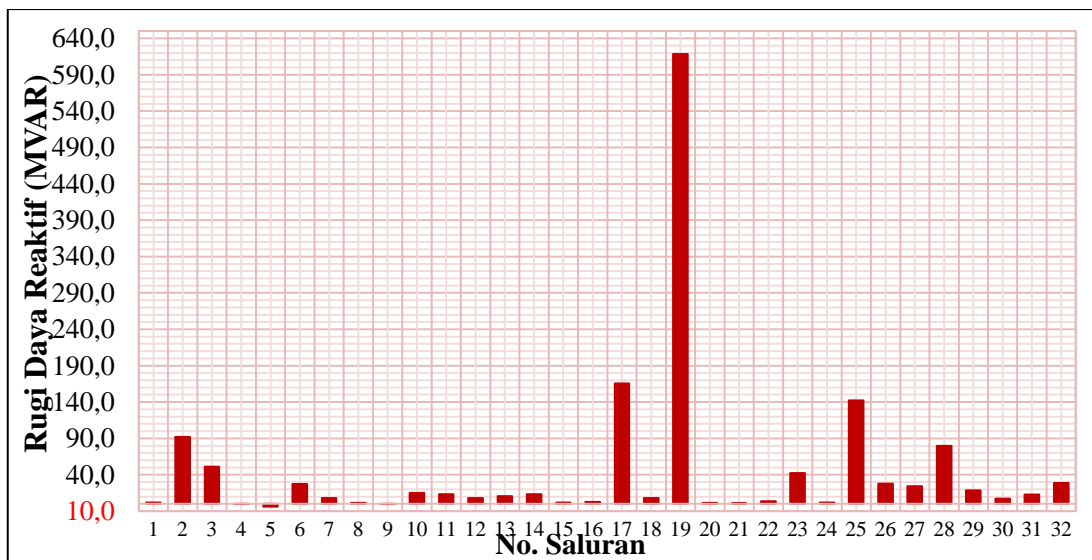
Berdasarkan Tabel 4.23 dapat dilihat hasil aliran daya setelah penempatan kapasitor bank. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi setelah penempatan kapasitor bank adalah sebesar 242,021 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 1.427,549 MVAR.



Gambar 4.21 Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Setelah Penempatan Kapasitor Bank

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.21 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya aktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV setelah penempatan kapasitor bank. Rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu aliran daya dari bus 21 (Kediri) ke bus 22 (Paiton) sebesar 71,609 MW dan nilai rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 6 (Cawang) ke bus 7 (Bekasi) sebesar 0,054 MW.

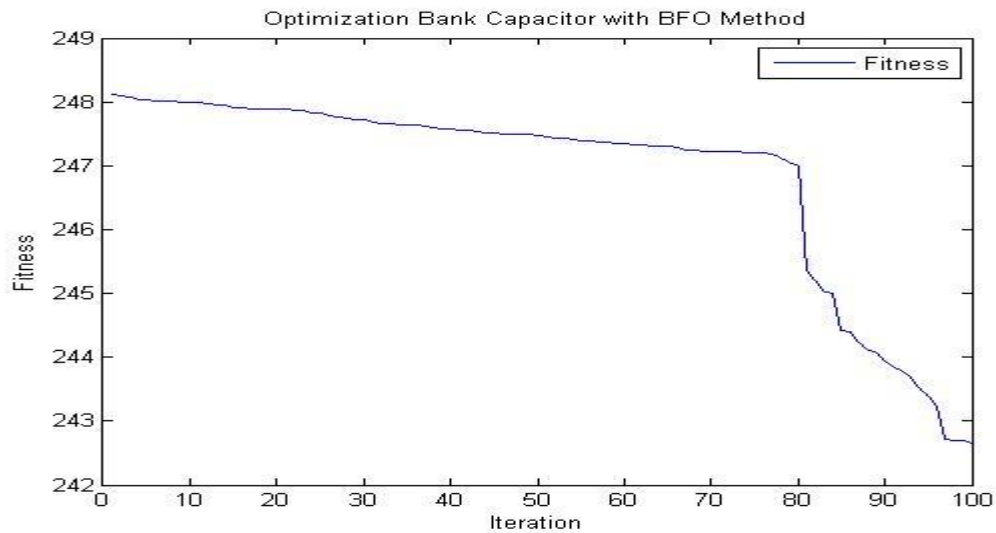


Gambar 4.22 Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Setelah Penempatan Kapasitor Bank

Sumber : Hasil Perhitungan

Gambar 4.22 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV setelah dilakukan pengkompensasian. Dari Gambar 4.22 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi

dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 14 (Ungaran) ke bus 15(Tanjung Jati) atau terjadi pada saluran nomor 19 sebesar 618,724 MVAR dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 4 (Gandul) ke bus 18 (Depok) atau terjadi pada saluran nomor 5 sebesar -3,819 MVAR. Nilai *losses* minimum yang dihasilkan pada tiap-tiap iterasi di plot pada grafik Optimasi BFO. Perubahan nilai fungsi tujuan pada setiap proses iterasi yang dilakukan ditunjukkan pada Gambar 4.23.



Gambar 4.23 Grafik Optimasi BFO untuk Penempatan Kapasitor Bank pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV
Sumber : Hasil Perhitungan

Pada simulasi optimasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank menggunakan BFO dilakukan sebanyak 100 iterasi. Partikel disebar secara acak untuk mendapatkan nilai optimal untuk lokasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank. Kapasitor bank tersebut ditempatkan dengan tujuan untuk mendapatkan rugi daya aktif yang paling minimum. Dari Gambar 4.23 dapat dilihat bahwa nilai rugi daya aktif yang paling minimum terdapat pada iterasi ke-100 dengan kata lain nilai rugi daya aktif semakin menurun seiring dengan meningkatnya jumlah iterasi.

4.9 Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Bali Setelah Penempatan STATCOM dengan Optimasi BFO

Pada bagian ini dilakukan simulasi sistem tenaga listrik Jawa Bali 500 kV dengan penempatan STATCOM yang telah dioptimasi dengan menggunakan metode *Bacterial Foraging Optimization*. Sistem akan dilihat kondisi setelah penempatan STATCOM yaitu meliputi aliran daya yang terjadi, besarnya rugi-rugi

daya yang timbul, dan juga nilai tegangan pada tiap bus sistem akibat penempatan STATCOM. Jumlah STATCOM adalah 3 buah dengan rentang kapasitas ditentukan 0 sampai 600 MVAR. Untuk *range* STATCOM dibatasi dengan nilai 450 MVAR induktif dan 600 MVAR kapasitif. Lokasi dan *rating* STATCOM ditentukan dengan metode BFO. Pengujian dilakukan sebanyak 10 kali dengan tujuan untuk mendapatkan hasil dengan nilai *fitness* terkecil.

Tabel 4. 24 Pengujian Penempatan STATCOM Dengan BFO pada sistem Jawa Bali 500 kV

No	Fitness	Ploss (MW)	TVD	Lokasi (Kapasitas)			Waktu Eksekusi
				1	2	3	
1	235,258	234,655	0,603	20	21	24	1 menit 21 detik
				-	-	-	
2	237,203	236,601	0,602	316,644	526,572	-23,553	1 menit 22 detik
				17	19	21	
3	237,561	236,95	0,611	-	-	403,41	1 menit 26 detik
				17	19	21	
4	233,919	233,303	0,616	-153,34	267,699	343,638	1 menit 21 detik
				19	20	21	
5	233,938	233,327	0,611	-	-	557,593	1 menit 22 detik
				9	20	21	
6	234,995	233,387	0,608	85,761	-450	600	1 menit 26 detik
				20	21	23	
7	234,574	234,015	0,559	-450	593,846	600	1 menit 26 detik
				19	21	26	
8	234,953	234,338	0,615	-	600	600	1 menit 21 detik
				17	19	21	
9	237,405	236,804	0,601	218,929	426,818	600	1 menit 22 detik
				20	21	23	
10	233,930	233,323	0,607	-	377,594	600	1 menit 26 detik
				8	20	21	
				-450	-450	600	

Sumber : Hasil Perhitungan

Setelah dilakukan pengujian sebanyak 10 kali, didapatkan bahwa hasil *fitness* terbaik pada pengujian ke-4 yaitu sebesar 233,919. Dari pengujian tersebut didapatkan lokasi STATCOM yaitu pada bus 19, 20, 21 dengan rating masing-masing -126,424 MVAR, -376,529 MVAR dan 557,593 MVAR. Pada Tabel 4.25 dipaparkan hasil simulasi sistem tersebut setelah dilakukan optimasi.

Tabel 4.25 Hasil Simulasi pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Setelah Penempatan STATCOM dengan Metode BFO

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,020	0,000	147,860	77,440	2327,867	1177,954
2	1,017	-0,240	100,230	193,240	0,000	0,000
3	0,976	-4,524	122,000	144,000	0,000	0,000
4	0,979	-4,413	571,280	-31,200	0,000	0,000
5	0,979	-4,789	367,320	231,140	0,000	0,000
6	0,984	-6,852	523,000	108,000	0,000	0,000
7	0,981	-6,798	740,000	-7,000	0,000	0,000
8	1,000	-5,392	0,000	0,000	767,000	1219,007
9	0,983	-5,944	947,000	410,000	0,000	0,000
10	0,980	-5,075	667,070	261,070	422,000	534,072
11	0,975	-4,371	0,000	0,000	566,930	196,446
12	0,960	-3,801	557,000	261,000	0,000	0,000
13	0,956	-3,118	67,960	66,790	0,000	0,000
14	0,963	5,658	654,000	410,000	0,000	0,000
15	1,000	23,735	292,000	55,000	2230,000	554,356
16	0,964	4,661	932,850	339,710	0,000	0,000
17	0,970	4,964	102,300	118,770	515,160	545,416
18	0,977	-4,497	503,990	108,380	0,000	0,000
19	0,953	4,454	285,000	92,000	0,000	0,000
20	0,971	5,854	674,000	231,000	0,000	0,000
21	0,969	6,826	615,434	178,800	0,000	0,000
22	1,000	8,390	869,000	210,000	4038,100	834,535
23	0,985	6,881	447,400	280,300	764,000	451,230
24	0,976	3,248	574,000	164,000	0,000	0,000
25	0,992	-2,904	577,000	184,000	0,000	0,000
26	0,959	-3,617	25,730	4,180	0,000	0,000
Total			11.363,424	4.090,620	11.631,057	5.513,015

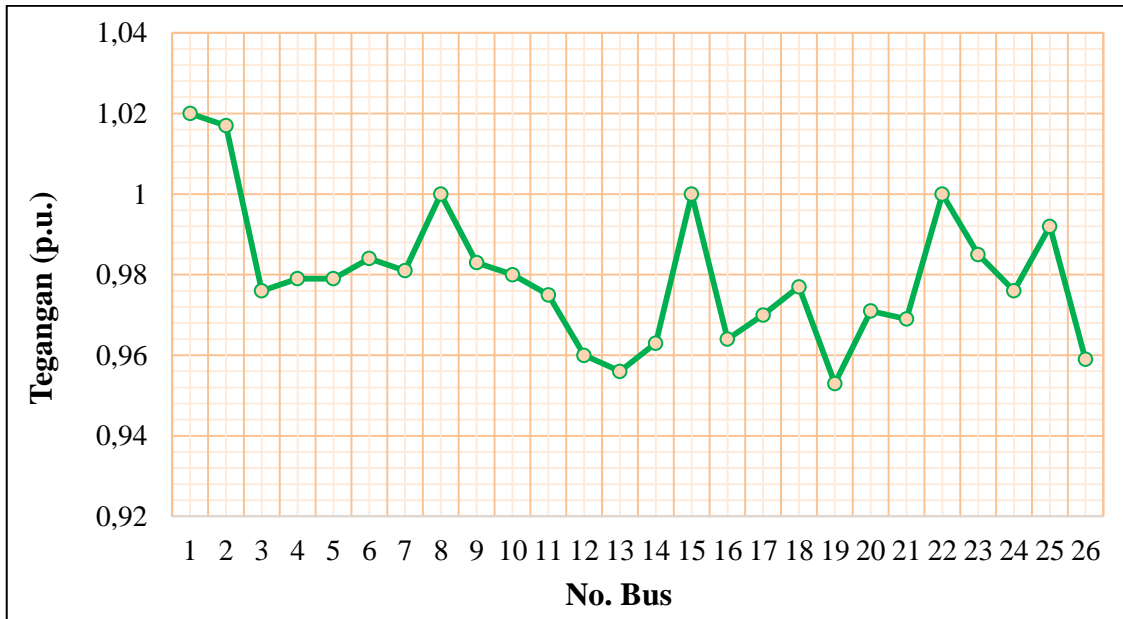
Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.25 terlihat bahwa terjadi kenaikan tegangan yang signifikan pada bus yang dipasang STATCOM. Didapatkan pembangkitan daya aktif sebesar 11.631,057 MW dan pembangkitan daya reaktif sebesar 5.513,015 MVAR. Pada Gambar 4.24 dipaparkan profil tegangan bus sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV setelah penempatan STATCOM. Lokasi penempatan dan kapasitas STATCOM yang digunakan ditunjukkan pada Tabel 4.26.

Tabel 4.26 Hasil Optimasi Penempatan dan Rating STATCOM menggunakan BFO pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV

Jenis Kompensator	Lokasi (bus)	Rating (MVAR)
STATCOM	19 (Tasikmalaya)	-126,424
STATCOM	20 (Pedan)	-376,529
STATCOM	21 (Kediri)	557,593

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.24 Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 Kv Setelah Penempatan STATCOM

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.24 merupakan profil tegangan pada tiap-tiap bus pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV setelah ditempatkan STATCOM yang di plot dalam sebuah grafik. Tegangan pada sistem setelah penempatan STATCOM yang sebelumnya tidak memenuhi batas $1 \pm 5\%$ p.u. menjadi naik dan dapat memenuhi batas yang ditentukan berdasarkan standar aturan jaringan. *Level* tegangan pada bus 14, bus 19, bus 20, dan bus 24 meningkat hingga memenuhi *level* tegangan yang diijinkan. Hasil aliran daya pada masing-masing saluran dan rugi-rugi daya yang timbul pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV setelah penempatan STATCOM dengan optimasi BFO ditunjukkan pada Tabel 4.27.

Tabel 4.27 Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Setelah Penempatan STATCOM dengan Optimasi BFO

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		2180,007	1100,514	2442,041		

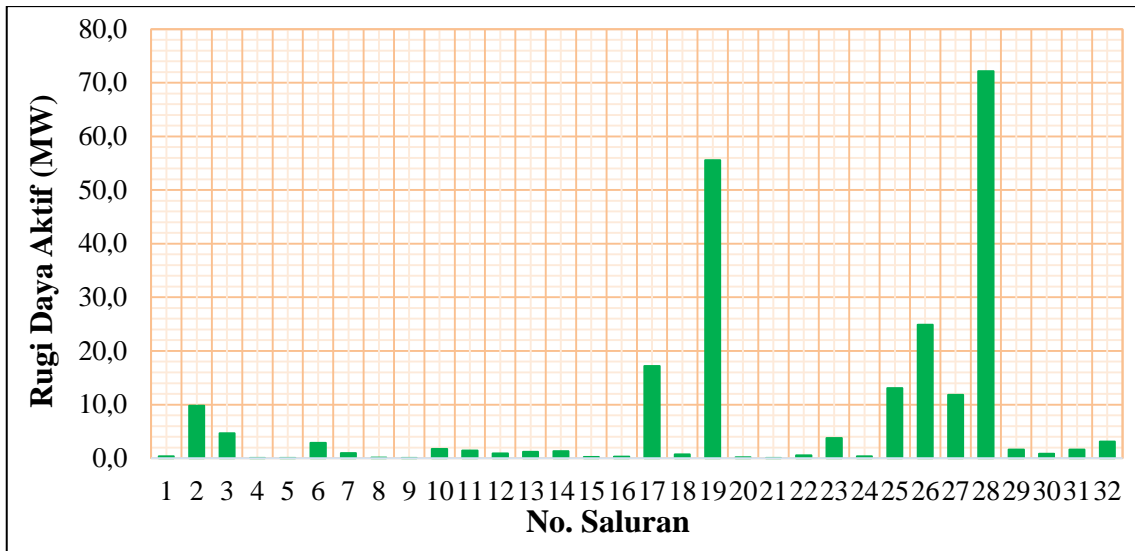
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	2	658,564	427,932	785,387	0,372	1,795
	25	1521,443	672,582	1663,477	9,783	93,528
2		-100,230	-193,240	217,687		
	1	-658,192	-426,137	784,098	0,372	1,795
	5	557,962	232,897	604,618	4,645	51,860
3		-122,000	-144,000	188,733		
	4	-122,000	-144,000	188,733	0,056	-0,272
4		-571,280	31,200	572,131		
	3	122,056	143,728	188,562	0,056	-0,272
	18	238,210	253,143	347,599	0,088	-3,737
	25	-931,546	-365,671	1000,746	3,115	29,383
5		-367,320	-231,140	433,993		
	2	-553,317	-181,036	582,180	4,645	51,860
	7	776,955	-115,560	785,502	2,860	27,119
	8	135,358	-359,977	384,584	0,958	8,944
	11	-142,761	95,395	171,701	0,127	1,085
	18	-583,555	330,038	670,419	0,385	1,951
6		-523,000	-108,000	534,035		
	7	-34,055	135,248	139,470	0,040	-0,431
	8	-488,945	-243,248	546,111	1,734	16,369
7		-740,000	7,000	740,033		
	5	-774,095	142,679	787,134	2,860	27,119
	6	34,095	-135,679	139,897	0,040	-0,431
8		767,000	1219,007	1440,232		
	5	-134,400	368,920	392,639	0,958	8,944
	6	490,679	259,617	555,128	1,734	16,369
	9	410,721	590,470	719,268	1,461	13,456
9		-947,000	-410,000	1031,944		
	8	-409,260	-577,013	707,416	1,461	13,456
	10	-537,740	167,013	563,079	0,900	8,054
10		-245,070	273,002	366,864		
	9	538,640	-158,960	561,606	0,900	8,054
	11	-783,710	431,961	894,870	1,230	10,742
11		566,930	196,446	600,001		
	5	142,888	-94,311	171,206	0,127	1,085

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	10	784,940	-421,219	890,818	1,230	10,742
	12	-360,898	711,976	798,222	1,313	14,008
12		-557,000	-261,000	615,118		
	11	362,212	-697,968	786,357	1,313	14,008
	13	-155,255	73,423	171,741	0,224	1,933
	26	-763,957	363,546	846,047	0,299	2,877
13		-67,960	-66,790	95,286		
	12	155,479	-71,490	171,127	0,224	1,933
	14	-1070,092	140,233	1079,241	17,184	164,977
	26	790,695	-348,560	864,114	0,709	7,929
14		-654,000	-410,000	771,891		
	13	1087,275	24,745	1087,557	17,184	164,977
	15	-1926,293	312,356	1951,453	55,556	621,315
	16	105,028	-12,164	105,731	0,190	1,777
	20	-45,369	-80,741	92,615	0,083	0,629
	24	168,047	-69,287	181,770	0,836	7,966
15		1938,000	499,356	2001,300		
	14	1981,849	308,595	2005,787	55,556	621,315
16		-932,850	-339,710	992,780		
	14	-104,838	13,941	105,761	0,190	1,777
	17	-412,337	-422,731	590,528	0,523	3,915
	23	-857,245	-371,692	934,357	3,748	41,592
	24	379,089	-247,226	452,581	1,316	12,382
17		412,860	426,646	593,700		
	16	412,860	426,646	593,700	0,523	3,915
18		-503,990	-108,380	515,512		
	4	-238,121	-256,879	350,269	0,088	-3,737
	5	583,940	-328,087	669,796	0,385	1,951
	19	-894,894	296,548	942,749	13,096	146,414
19		-285,000	-218,424	359,074		
	18	907,990	-150,134	920,318	13,096	146,414
	20	-1208,558	125,627	1215,069	24,867	27,733
20		-674,000	-607,529	907,386		
	14	45,452	81,371	93,204	0,083	0,629
	19	1233,424	-97,894	1237,303	24,867	27,733

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	21	-692,829	775,418	1039,849	11,806	13,077
21		-615,434	-378,793	722,665		
	20	704,635	-762,341	1038,111	11,806	13,077
	22	-2550,909	-283,749	2566,642	72,175	80,609
22		3169,100	624,535	3230,052		
	21	2623,084	364,357	2648,268	3,748	41,592
	23	546,016	260,177	604,835	1,623	17,824
23		316,600	170,930	359,795		
	16	860,993	413,283	955,046	3,748	41,592
	22	-544,393	-242,353	595,902	1,623	17,824
24		-574,000	-164,000	596,969		
	14	-167,211	77,253	184,194	0,836	7,966
	16	-377,773	259,607	458,376	1,316	12,382
25		-577,000	-184,000	605,628		
	1	-1511,661	-579,054	1618,772	9,783	93,528
	4	934,661	395,054	1014,721	3,115	29,383
26		-25,730	-4,180	26,067		
	12	764,256	-360,668	845,085	0,299	2,877
	13	-789,986	356,488	866,696	0,709	7,929
Total					233,303	1.426,803

Sumber : Hasil Perhitungan

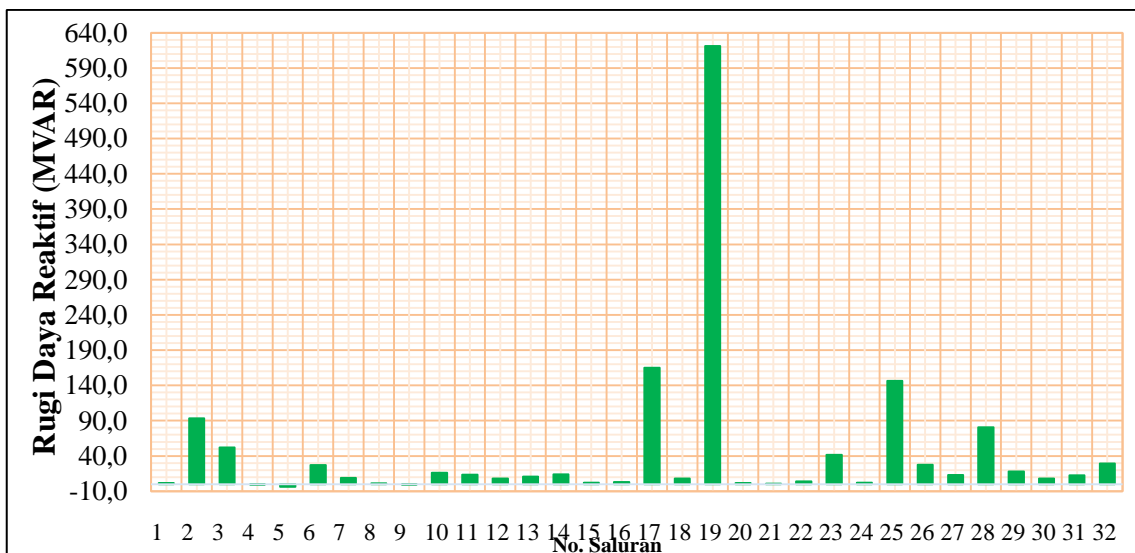
Berdasarkan Tabel 4.27 dapat dilihat hasil aliran daya setelah penempatan STATCOM. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi setelah penempatan STATCOM adalah sebesar 233,303 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 1.426,803 MVAR.



Gambar 4.25 Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Setelah Penempatan STATCOM

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.25 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya aktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV setelah penempatan STATCOM. Rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu aliran daya dari bus 21 (Kediri) ke bus 22 (Paiton) sebesar 72,175 MW dan nilai rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 6 (Cawang) ke bus 7 (Bekasi) sebesar 0,040 MW.

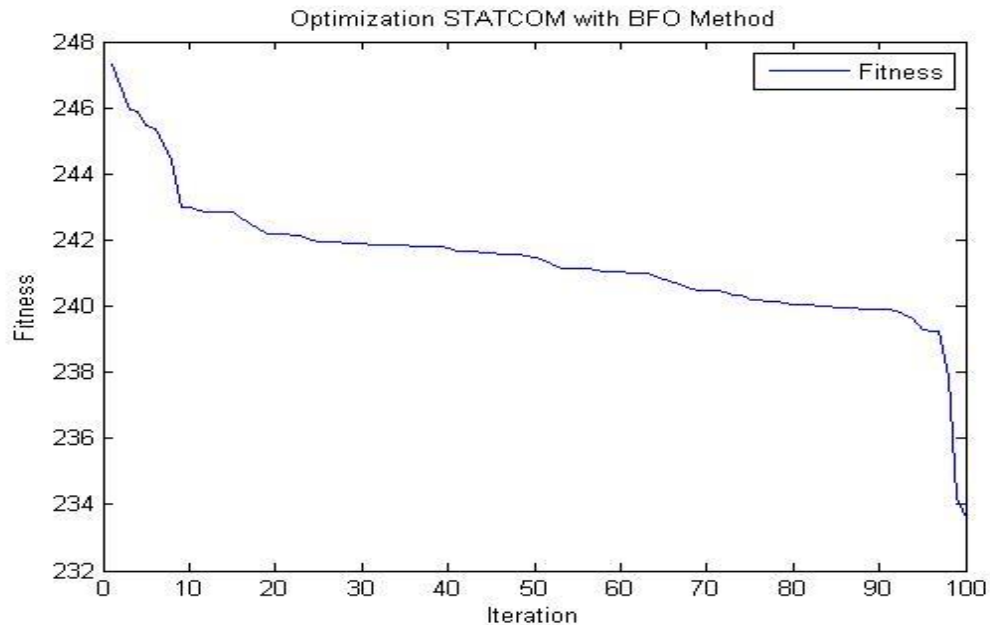


Gambar 4.26 Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Setelah Penempatan STATCOM

Sumber : Hasil Perhitungan

Gambar 4.26 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV setelah penempatan

STATCOM. Dari Gambar 4.26 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 14 (Ungaran) ke bus 15 (Tanjung Jati) atau terjadi pada saluran nomor 19 sebesar 621,315 MVAR dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 4 (Gandul) ke bus 18 (Depok) atau terjadi pada saluran nomor 5 sebesar -3,737 MVAR.



Gambar 4.27 Grafik Optimasi BFO untuk Penempatan STATCOM pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV

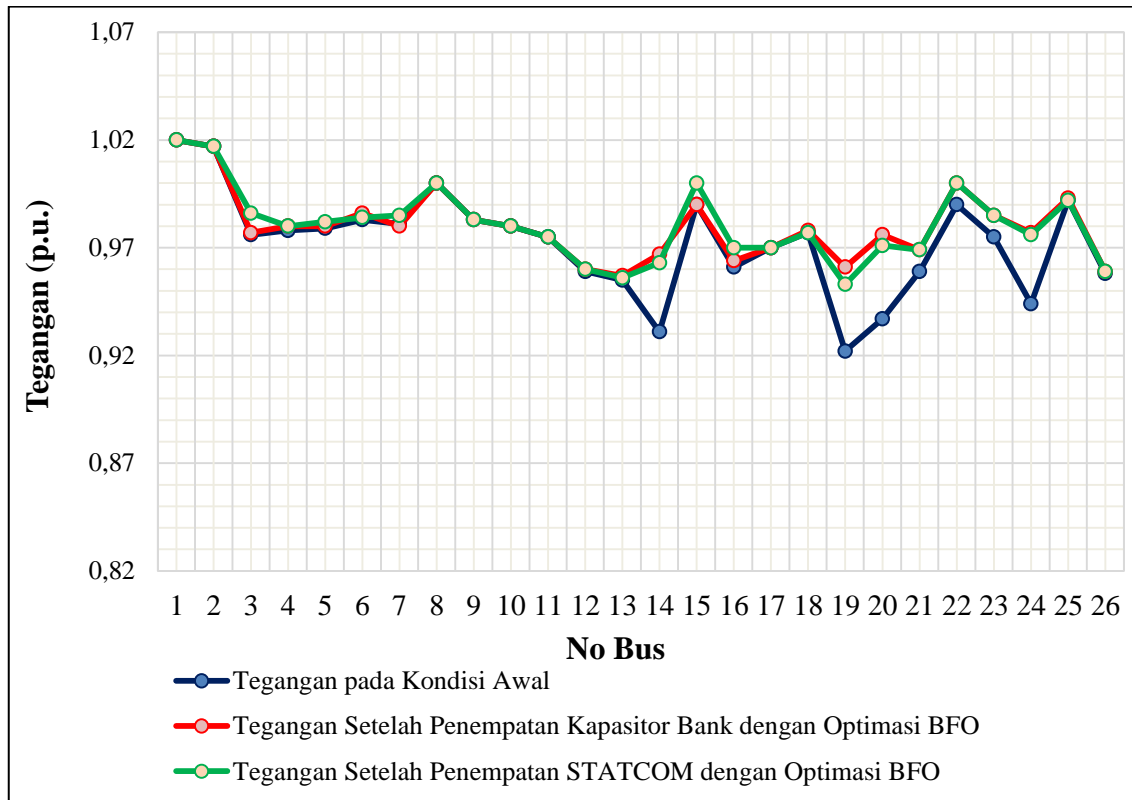
Sumber : Hasil Perhitungan

Pada simulasi optimasi penempatan dan kapasitas STATCOM menggunakan BFO dilakukan sebanyak 100 iterasi. Partikel disebar secara acak untuk mendapatkan nilai optimal untuk lokasi penempatan dan kapasitas STATCOM. STATCOM tersebut ditempatkan dengan tujuan untuk mendapatkan rugi daya aktif yang paling minimum. Dari Gambar 4.27 dapat dilihat bahwa nilai rugi daya aktif yang paling minimum terdapat pada iterasi ke-100 yaitu 233,303 MW.

4.10 Perbandingan Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada Tiga Kondisi yang Diterapkan

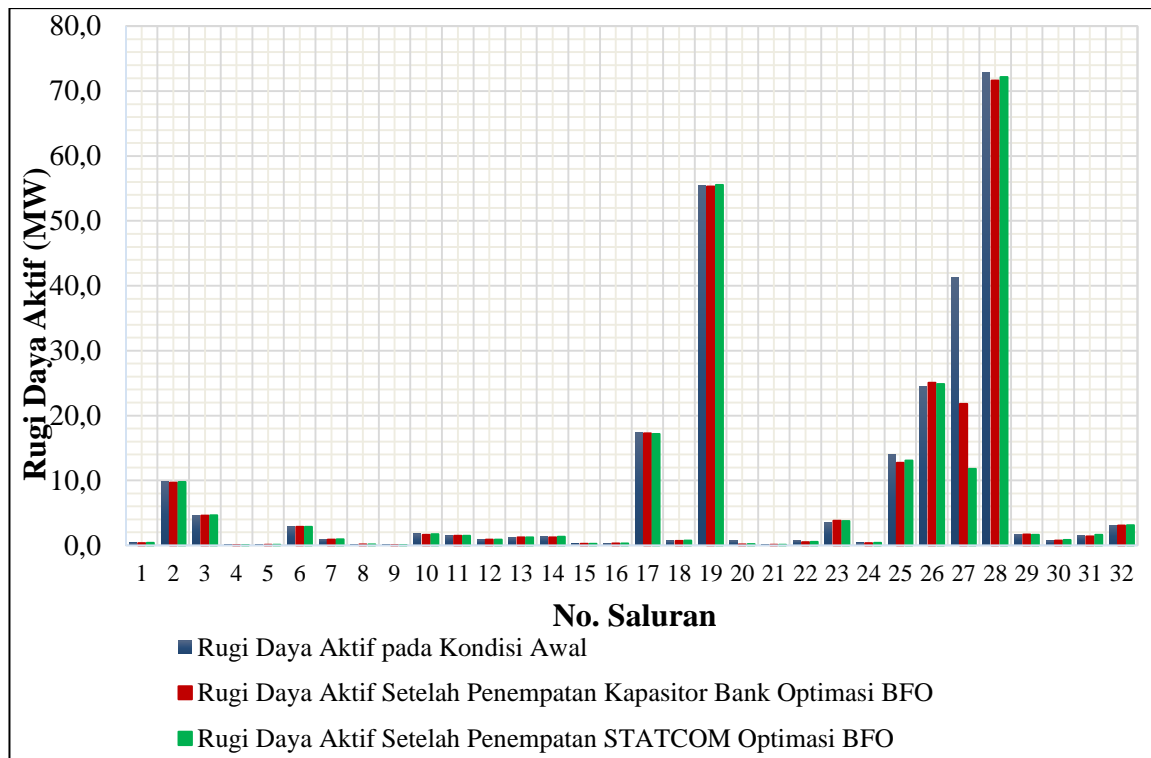
Hasil simulasi sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada dengan berbagai kondisi yang telah diterapkan yaitu ketika kondisi awal sistem, sistem setelah penempatan oleh kapasitor bank dan STATCOM dengan optimasi BFO akan dibandingkan berdasarkan nilai tegangan pada tiap bus, rugi daya aktif, dan rugi daya reaktif yang dihasilkan. Pada Gambar 4.28 dapat dilihat perbandingan profil

tegangan pada kondisi awal sistem, setelah penempatan kapasitor bank dan STATCOM yang dioptimasi BFO.



Gambar 4.28 Perbandingan Profil Tegangan Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada Tiga Kondisi yang Diterapkan
Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Gambar 4.28 dapat dilihat bahwa dalam pengujian pada kondisi awal sistem terdapat beberapa bus pada sistem yang memiliki nilai tegangan di bawah batas fungsi objektif yang ditentukan. Akan tetapi setelah sistem dilakukan penempatan kapasitor bank dan STATCOM, maka terdapat perbaikan nilai tegangan pada bus-bus sistem tersebut. *Level* tegangan pada bus 14, bus 19, bus 20, dan bus 24 meningkat sehingga berada pada batas tegangan yang diijinkan. Dengan penempatan STATCOM perubahan *level* tegangan lebih baik jika dibandingkan dengan penempatan kapasitor bank. Dari hasil analisis tersebut dapat disimpulkan bahwa dengan melakukan optimasi dan penempatan kapasitor dan STATCOM pada sistem, maka nilai tegangan dapat diperbaiki sehingga dapat memenuhi batas $1 \pm 5\%$ p.u. sesuai dengan batas *level* yang diijinkan.



Gambar 4.29 Perbandingan Profil Rugi Daya Aktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada Tiga Kondisi yang Diterapkan

Sumber : Hasil Perhitungan

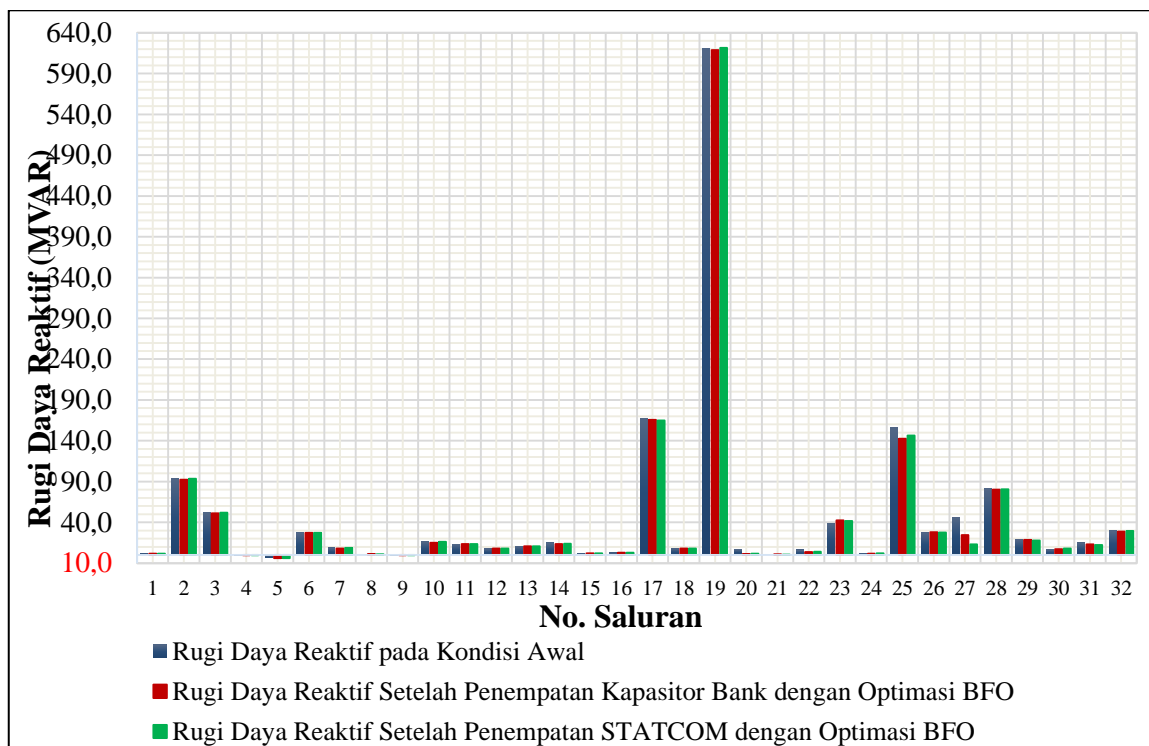
Pada Gambar 4.29 dapat dilihat perbandingan rugi daya aktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi ketika sebelum dan setelah penempatan oleh kapasitor bank dan STATCOM dengan optimasi BFO. Dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya aktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank maupun penempatan STATCOM. Pada Tabel 4.28 dapat dilihat prosentase rugi daya aktif terhadap daya aktif yang dibangkitkan generator.

Tabel 4.28 Perbandingan Prosentase Rugi Daya Aktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada Tiga Kondisi yang Diterapkan

Simulasi	Kondisi Awal	Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi BFO	Setelah Penempatan STATCOM dengan Optimasi BFO
Rugi Daya Aktif (MW)	265,108	242,021	233,303

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.28 dapat diketahui bahwa nilai rugi daya aktif yang terjadi pada kondisi awal sistem adalah sebesar 265,108 MW. Sedangkan nilai rugi daya aktif yang terjadi pada sistem setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi oleh BFO adalah 242,021 MW dan dengan penempatan STATCOM dengan optimasi BFO sebesar 233,303 MW. Dapat disimpulkan bahwa dengan adanya penempatan kapasitor bank yang dioptimasi BFO dapat mereduksi rugi daya aktif sebesar 23,087 MW (8,709%) dan dengan penempatan peralatan FACTS yaitu STATCOM mampu mereduksi rugi daya aktif sebesar 31,805 MW (11,997%). Pada Gambar 4.30 dapat dilihat perbandingan rugi daya reaktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi.



Gambar 4.30 Perbandingan Profil Rugi Daya Reaktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada Tiga Kondisi yang Diterapkan

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.30 dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya reaktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank maupun penempatan STATCOM. Total rugi daya reaktif pada kondisi awal adalah sebesar 1480,189 MVAR, setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi BFO adalah sebesar 1427,549 MVAR, dan setelah penempatan STATCOM yang dioptimasi BFO total rugi daya reaktif semakin menurun yaitu sebesar 1426,803 MVAR.

4.11 Perbandingan Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV dengan Variasi Parameter *Bacterial Foraging Optimization* (BFO)

Pada sub bab ini simulasi optimasi kapasitor bank dan STATCOM dilakukan dengan berbagai variasi parameter. Simulasi dilakukan dengan mengubah jumlah bakteri dan iterasi pada metode *Bacterial Foraging Optimization* (BFO). Pengujian ini dilakukan untuk mengetahui unjuk kerja dari metode BFO. Selain itu untuk mengetahui perubahan besaran nilai *fitness* yang diberikan oleh penempatan kapasitor bank dan STATCOM terhadap perubahan parameter dan iterasi.

4.11.1 Perubahan Parameter BFO dengan Kapasitor Bank

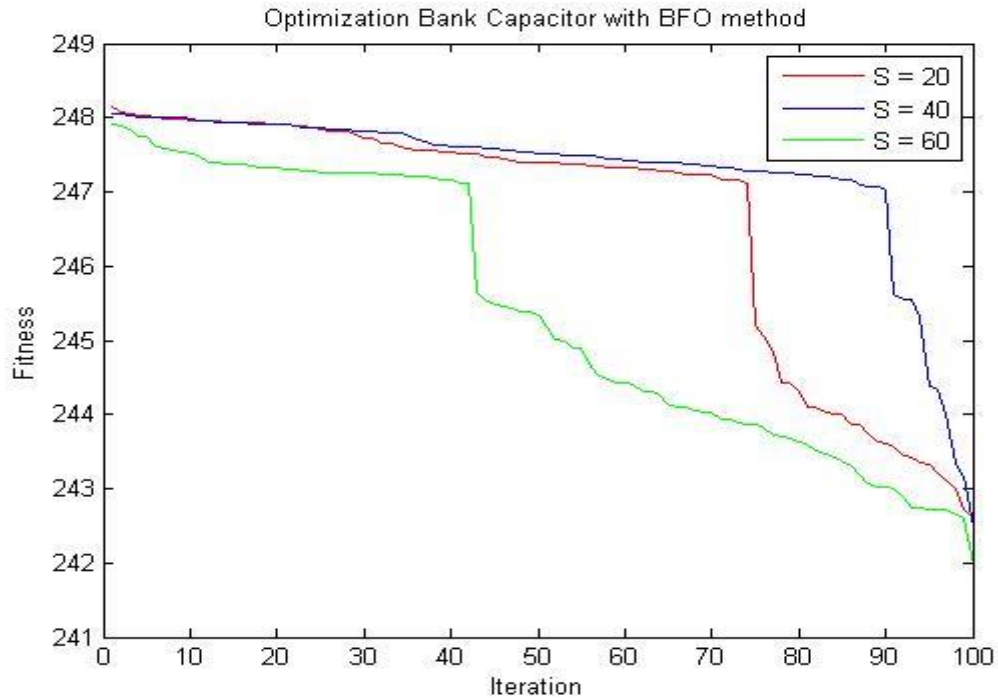
Perubahan besaran parameter metode BFO dengan kapasitor bank ditunjukkan pada Tabel 4.29.

Tabel 4.29 Tabel Variasi Parameter BFO dengan Kapasitor Bank

NO	Parameter	<i>Fitness</i> Terbaik	Waktu Eksekusi
1	S = 20	242,607	1 menit 17 detik
2	S = 40	242,479	3 menit 31 detik
3	S = 60	241,968	5 menit 13 detik

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.29 dapat diketahui bahwa variasi parameter BFO dengan kapasitor bank pada $S = 20$ dihasilkan *fitness* terbaik sebesar 242,607 dengan waktu eksekusi 1 menit 17 detik, $S = 40$ dihasilkan *fitness* terbaik sebesar 242,479 dengan waktu eksekusi 3 menit 31 detik, dan $S = 60$ dihasilkan *fitness* terbaik sebesar 241,968 dengan waktu eksekusi 5 menit 13 detik. Pada Gambar 4.31 ditunjukkan grafik keluaran dari tiga kondisi perubahan parameter.



Gambar 4.31 Perbandingan Variasi Parameter BFO dengan Kapasitor Bank pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada Tiga Kondisi yang Diterapkan Sumber : Hasil Perhitungan

4.11.2 Perubahan Parameter BFO dengan STATCOM

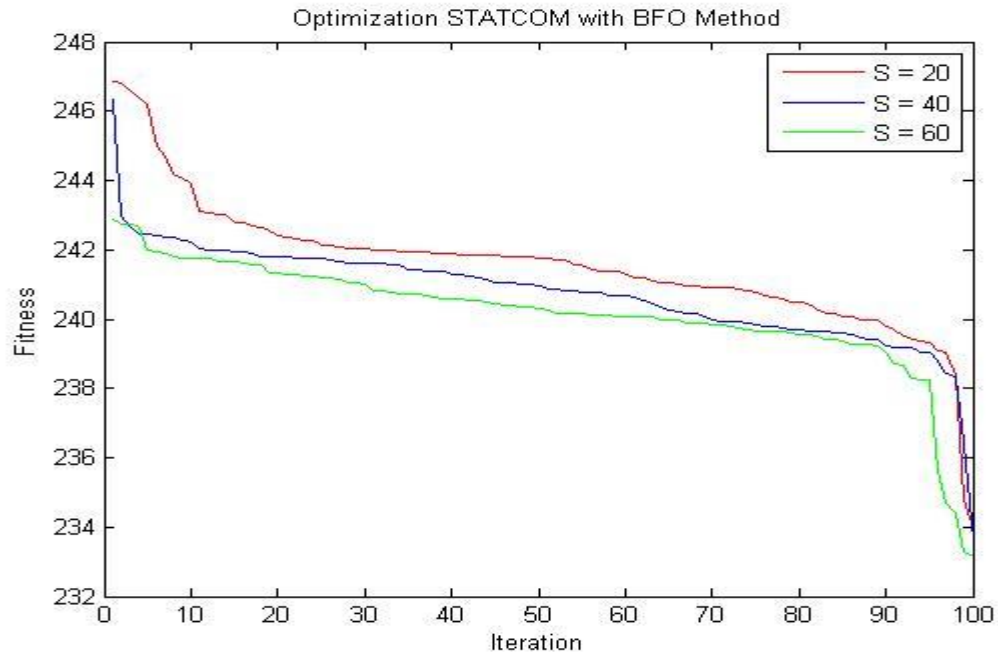
Perubahan besaran parameter metode BFO dengan STATCOM ditunjukkan pada Tabel 4.30.

Tabel 4. 30 Tabel Variasi Parameter BFO dengan STATCOM

NO	Parameter	<i>Fitness</i> Terbaik	Waktu Eksekusi
1	S = 20	233,919	1 menit 21 detik
2	S = 40	233,587	3 menit 21 detik
3	S = 60	233,156	5 menit 43 detik

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.30 dapat diketahui bahwa bahwa variasi parameter BFO dengan STATCOM pada S = 20 dihasilkan *fitness* terbaik sebesar 233,919 dengan waktu eksekusi 1 menit 21 detik, S = 40 dihasilkan *fitness* terbaik sebesar 233,587 dengan waktu eksekusi 3 menit 21 detik, dan S = 60 dihasilkan *fitness* terbaik sebesar 233,156 dengan waktu eksekusi 5 menit 43 detik. Pada Gambar 4.32 ditunjukkan grafik keluaran dari tiga kondisi perubahan parameter.



Gambar 4.32 Perbandingan Variasi Parameter BFO dengan STATCOM pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada Tiga Kondisi yang Diterapkan
Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.31 dan Gambar 4.32 dapat disimpulkan bahwa semakin besar nilai parameter yang diberikan maka nilai *fitness* yang dihasilkan semakin kecil tetapi membutuhkan waktu eksekusi yang lebih lama.

4.11.3 Perubahan Jumlah Iterasi BFO dengan Kapasitor Bank

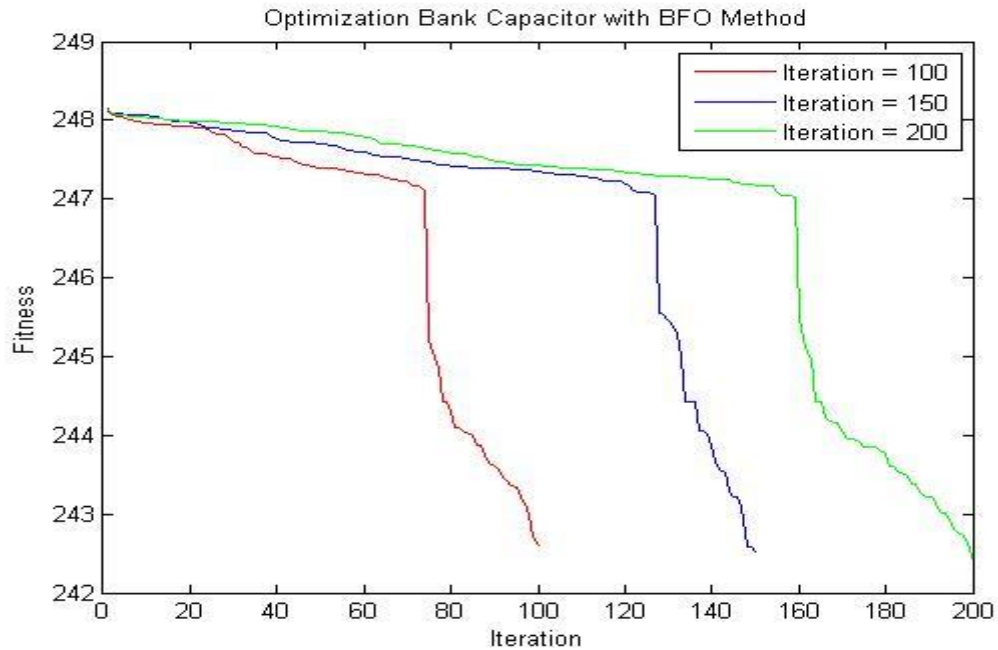
Perubahan jumlah iterasi metode BFO dengan kapasitor bank ditunjukkan pada Tabel 4.31.

Tabel 4. 31 Tabel Variasi Jumlah Iterasi BFO dengan kapasitor bank

NO	Iterasi	<i>Fitness</i> Terbaik	Waktu Eksekusi
1	100	242,607	1 menit 17 detik
2	150	242,522	2 menit 43 detik
3	200	242,395	3 menit 40 detik

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.31 dapat diketahui bahwa variasi jumlah iterasi metode BFO dengan kapasitor bank pada 100 iterasi dihasilkan *fitness* terbaik sebesar 242,607 dengan waktu eksekusi 1 menit 17 detik, 150 iterasi dihasilkan *fitness* terbaik sebesar 242,522 dengan waktu eksekusi 2 menit 43 detik, dan 200 iterasi dihasilkan *fitness* terbaik sebesar 242,395 dengan waktu eksekusi 3 menit 40 detik. Pada Gambar 4.33 ditunjukkan grafik keluaran dari tiga kondisi perubahan jumlah iterasi.



Gambar 4.33 Perbandingan Variasi Jumlah Iterasi BFO dengan Kapasitor Bank pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada Tiga Kondisi yang Diterapkan
Sumber : Hasil Perhitungan

4.11.4 Perubahan Jumlah Iterasi BFO dengan STATCOM

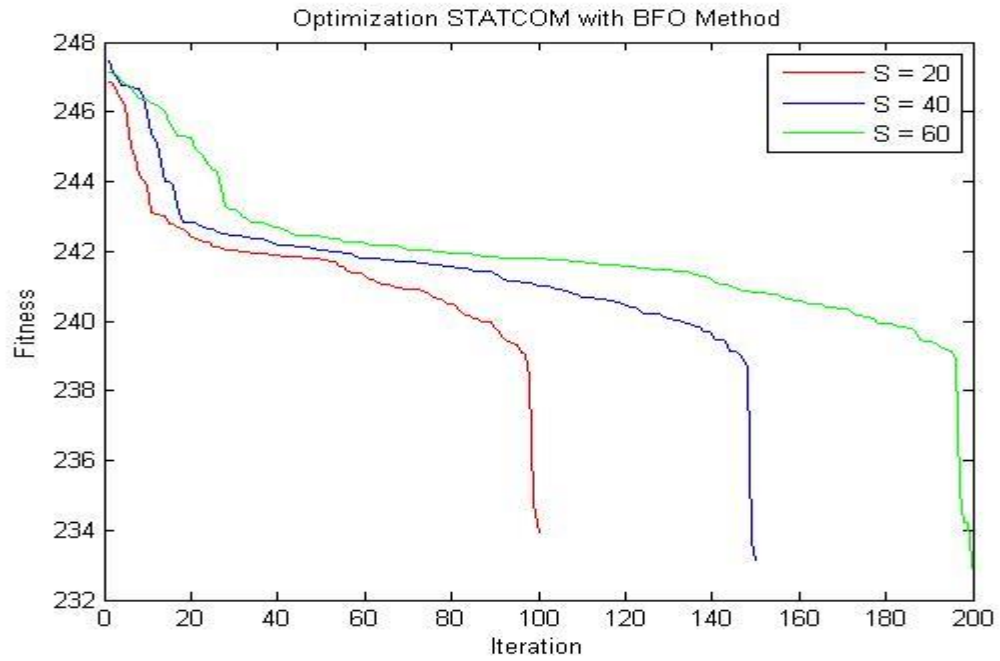
Perubahan jumlah iterasi metode BFO dengan STATCOM ditunjukkan pada Tabel 4.32.

Tabel 4. 32 Tabel Variasi Jumlah Iterasi BFO dengan STATCOM

NO	Iterasi	<i>Fitness</i> Terbaik	Waktu Eksekusi
1	100	233,919	1 menit 17 detik
2	150	233,153	2 menit 35 detik
3	200	232,654	3 menit 10 detik

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.32 dapat diketahui bahwa variasi jumlah iterasi metode BFO dengan STATCOM pada 100 iterasi dihasilkan *fitness* terbaik sebesar 233,919 dengan waktu eksekusi 1 menit 17 detik, 150 iterasi dihasilkan *fitness* terbaik sebesar 233,153 dengan waktu eksekusi 2 menit 35 detik, dan 200 iterasi dihasilkan *fitness* terbaik sebesar 232,654 dengan waktu eksekusi 3 menit 10 detik. Pada Gambar 4.34 ditunjukkan grafik keluaran dari tiga kondisi perubahan jumlah iterasi.



Gambar 4.34 Perbandingan Variasi Jumlah Iterasi BFO dengan STATCOM pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada Tiga Kondisi yang Diterapkan
Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.33 dan Gambar 4.34 dapat disimpulkan bahwa semakin besar jumlah iterasi yang diberikan maka nilai *fitness* yang dihasilkan semakin kecil tetapi membutuhkan waktu eksekusi yang lebih lama.