

Studi Aliran Daya Saluran Interkoneksi Sistem Sumatera Bagian Selatan dan Sistem Sumatera Bagian Tengah

Asnal Effendi dan Arfita Yuana Dewi

Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Padang
Jl. Gajah Mada Kandis Nanggalo Padang-Sumatera Barat - Indonesia
asnal_itp@yahoo.com

Abstrak—Makalah ini membahas tentang simulasi aliran beban pada dua sistem yang terinterkoneksi pada waktu beban puncak tahunan dengan memakai program EDSA (*Electrical Power System Design Software*). Metode simulasi yang digunakan adalah Newton-Raphson (NR) yang memiliki kelebihan dalam tingkat keakurasian, kriteria, kecepatan mencapai konvergensi dibandingkan metode lainnya. Analisis aliran beban berperan penting dalam perencanaan dan pengembangan tenaga listrik di masa datang karena operasi yang optimal tergantung pada pengetahuan mengenai pengaruh interkoneksi dengan lain, pengaruh penambahan beban baru, stasiun pembangkit yang baru dan saluran transmisi baru. Melalui simulasi yang dilakukan diketahui keadaan sistem pada waktu beban puncak tahunan sangat riskan sekali, dimana kapasitas daya pembangkit tidak mencukupi untuk melayani konsumen, jatuh tegangan pada sebagian daerah sudah diambang batas ketentuan yang diperbolehkan.

Kata Kunci: EDSA, Newton-Raphson (NR)

Abstract—This paper discussed about load flow simulation from interconnection two systems at annual peak load used EDSA (*Electrical Power System Design Software*). Simulation method using Newton-Raphson (NR) method it's excellent at accurate, criteria, speed reach for convergent than other method. Load flow analyze purpose is to knowing value of voltage vector at each node and the value of load flow at each branch from a network for curtain condition in normal condition. Load flow analyze playing important role in planning and development electric power in the future because optimal operating depends on the knowledge of influence from interconnection to other system, influence of adding new load, new generating station and new transmission line. Using simulation have done know condition system at annual peak load its close bad, where capacity

power generating didn't enough for serve consumer, drop voltage in some area have come near permitted rule constrain.

Keywords: EDSA, Newton-Raphson (NR)

A. Pendahuluan

Interkoneksninya saluran transmisi sistem Sumbagsel (Sumatera Bagian Selatan) dengan sistem Sumbagteng (Sumatera Bagian Tengah) dapat di analisis aliran dayanya, yaitu melihat aliran beban di saluran transmisi pada sistem Interkoneksi tersebut. Aliran beban adalah penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya dan faktor daya atau daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jaringan listrik pada keadaan operasi normal, baik yang sedang berjalan maupun yang akan terjadi pada masa yang akan datang. Studi beban sangat penting dalam perencanaan pengembangan suatu sistem untuk masa yang akan datang, karena pengoperasian yang baik dari tersebut banyak tergantung pada diketahuinya efek interkoneksi dengan tenaga lain, beban yang baru, stasiun pembangkit yang baru, serta saluran transmisi yang baru.

Prinsip dasar perencanaan jaringan adalah meminimalkan konstruksi jaringan dan biaya operasional dalam memenuhi kebutuhan penyaluran tenaga listrik ke pusat beban secara aman dan andal. Pesyaratan keandalan suatu jaringan tenaga listrik meliputi :

1. Persyaratan operasional normal
Ketika peralatan tenaga dioperasikan dalam kondisi normal, maka berbagai

Naskah ini diterima pada tanggal 28 September 2009, direvisi pada tanggal 3 Nopember 2009 dan disetujui untuk diterbitkan pada tanggal 1 Desember 2009

standar operasi harus sudah terjamin. Misalnya daya transmisi saluran, keluaran pembangkit, tingkat tegangan, cadangan berputar dan sebagainya berada dalam batas nominal.

2. Persyaratan operasi tak pasti

Jika terjadi gangguan peralatan atau beban, keandalan suplai listrik/kontinuitas pelayanan harus tetap terpenuhi.

Beberapa hal di bawah ini merupakan informasi yang diperlukan dalam penentuan karakteristik beban :

1. Demand (Kebutuhan)

Demand dari sebuah atau instalasi adalah kebutuhan daya listrik pada suatu *receiving terminal* (terminal penerima) yang dirata-ratakan pada sebuah periode waktu tertentu. Beban dapat dinyatakan dalam kiloWatt, kiloVar, kiloAmpere, serta Ampere.

2. Demand Interval (Inteval Kebutuhan)

Demand interval adalah rentang waktu yang digunakan dalam perata-rataan pembebanan. Periode yang dipilih dapat bernilai 15 menit, 30 menit, 1 jam, atau bahkan lebih lama.

3. Maximum Demand (Kebutuhan Maksimum)

Maximum Demand adalah nilai maksimum pembebanan dari suatu instalasi atau yang terjadi pada suatu periode waktu tertentu. Besaran ini harus mengikut sertakan waktu intervalnya, yang dinyatakan dalam harian, mingguan, bulanan, atau tahunan.

4. Demand Faktor (Faktor Kebutuhan)

Demand Faktor adalah perbandingan dari kebutuhan maksimum dari sebuah terhadap total beban yang terhubung (*total connection demand*) ke .

$$\text{Demand Faktor} = \frac{\text{Maximum demand}}{\text{Total connected demand}}$$

Total connection demand ke suatu didefinisikan sebagai jumlah dari *rating* kontinu peralatan beban yang terhubung ke. Baik pembebanan maksimum dan total beban terhubung dinyatakan dalam satuan

yang sama sehingga mempunyai besaran yang tak berdimensi.

Demand Faktor dapat ditemukan didalam bagian sebagaimana dalam keseluruhan . Namun, dalam hal ini, *demand faktor* biasanya berkaitan dengan sebuah kelompok pembebanan daripada kepada keseluruhan distribusi. Besar faktor ini biasanya bernilai kurang dari satu. Hal ini merupakan sebuah indikator sifat simultan dari operasi beban.

5. Load Faktor (Faktor Beban)

Load Faktor (F_{LD}) adalah perbandingan *average load* (pembebanan rata-rata) pada sebuah periode waktu tertentu terhadap *peak load* (pembebanan puncak) yang terjadi selama periode tertentu.

$$F_{LD} = \frac{\text{average load}}{\text{peakload}}$$

Foktor beban dinyatakan dalam persentase atau pecahan dan biasanya bernilai kurang dari 100% atau 1.

Analisis aliran beban bertujuan untuk mengetahui besarnya vektor tegangan pada tiap bus, dan besarnya aliran daya pada setiap cabang dari suatu jaringan untuk suatu kondisi beban tertentu dalam operasi normal. Analisis aliran beban berperan penting dalam perencanaan dan pengembangan tenaga listrik di masa datang karena operasi yang optimal tergantung pada pengetahuan mengenai pengaruh interkoneksi dengan lain, pengaruh penambahan beban baru, stasiun pembangkit yang baru dan saluran transmisi baru. Aliran beban pada tiga fase menurut kondisi operasinya dapat ditinjau berdasarkan dua macam keadaan, yaitu saat pembebanan seimbang dan pembebanan tak-seimbang. Untuk keperluan penyederhanaan pemodelan dan perhitungan diasumsikan bahwa pembebanan seimbang. Pemodelan satu fase dapat digunakan pada seperti itu. Perhitungan analisis aliran beban akan menghasilkan :

1. Vektor tegangan setiap bus dalam kondisi operasi normal dan beban puncak.
2. Aliran daya dan rugi-rugi daya setiap cabang pada yang ditinjau.
3. Daya yang harus dibangkitkan oleh bus berayun.
4. Daya total pembangkitan.
5. Beban total.
6. Rugi-rugi daya total.

Dari hasil perhitungan tersebut dapat digambarkan peta aliran daya, yang digunakan untuk menyempurnakan kondisi-kondisi operasi sistem yang ditinjau dan memberikan alternatif perluasan di masa datang yang meliputi tegangan sistem, aliran daya, cadangan berutar, pembangkit dan rugi-rugi sistem. Hasil perhitungan dari analisis ini juga dapat digunakan untuk menelaah berbagai persoalan-persoalan yang berhubungan dengan jaringan tersebut yang meliputi hal-hal berikut :

Operasi jaringan, yang meliputi:

1. Penentuan pengaturan tegangan.
2. Perbaikan faktor daya jaringan.
3. Kemampuan saluran transmisi, termasuk rugi-rugi daya.
4. Perluasan atau pengembangan jaringan yaitu penentuan lokasi yang tepat untuk penambahan bus-bus beban baru untuk unit-unit pembangkit baru atau gardu induk baru pada sistem terpasang.

Perencanaan jaringan yaitu kondisi yang diinginkan pada masa mendatang untuk melayani pertumbuhan beban karena kenaikan permintaan kebutuhan tenaga listrik. Aliran beban, terdapat empat besaran pada masing-masing bus jaringan yang ditinjau yang memegang peranan, yaitu :

1. Besar tegangan (*magnitude*)
2. Sudut fase tegangan (*angle*)
3. Daya aktif (*active power*)
4. Daya reaktif (*reactive power*)

Dua diantara empat besaran yang terdapat pada tiap bus tersebut telah diketahui atau ditentukan, sedangkan dua besaran lainnya merupakan nilai-nilai yang akan dicari melalui proses iterasi.

Konsep interkoneksi antar sistem tergantung pada pengembangan sisi pasokan dimasing-masing sistem. Ada dua cara pengembangan sisi pasokan yaitu:

1. Pengembangan pasokan secara *regional balance*
2. Pemenuhan kebutuhan listrik pada suatu sistem tergantung pada pasokan dari sistem lainnya (*Bulk Power Transfer*)

Konsep *regional balance* dimungkinkan diterapkan apabila tersedianya sumber energi primer yang beragam dan memadai untuk dikembangkan pada suatu sistem. Pada konsep ini, interkoneksi dengan sistem lain tidak terlalu dibutuhkan. Interkoneksi dengan sistem lainnya diperlukan semata-mata untuk *emergency power transfer*. Jaringan interkoneksi berfungsi sebagai *tieline* yang berkapasitas kecil dan tidak banyak bermanfaat untuk keamanan namun lebih bermanfaat untuk pengaturan frekuensi. Meskipun pada suatu sistem tidak tersedia sumber energi primer yang cukup atau layak, bilamana kebutuhan bahan bakar pembangkit dapat terpenuhi dari daerah lain, konsep *regional balance* pada keadaan ini masih mungkin untuk diterapkan. Sedangkan pada konsep *Bulk Power Transfer*, sudah disadari sebelumnya pemanfaatan energi primer untuk membangkitkan listrik sangat bergantung pada suatu daerah atau sistem yang memiliki sumber energi primer yang berlebihan. Jaringan interkoneksi berfungsi sebagai *Backbone* dan cenderung *monoflow* (satu arah) dengan level tegangan transmisi interkoneksi yang beragam tergantung pada besar daya yang akan ditransfer dan jarak pengirimannya.

Untuk transmisi yang panjang dan transfer daya yang besar, umumnya transmisi EHV (*Extra High Voltage*) atau biasa disebut

tegangan ekstra tinggi mulai dibutuhkan. Untuk jarak yang panjang selain transmisi AC, transmisi DC termasuk yang dipertimbangkan untuk dikembangkan.

Interkoneksi dengan prinsip *bulk power transfer* dapat menunda jadwal konstruksi pembangkit baru di suatu area atau daerah karena dapat diisi dari area lain. Selain itu memungkinkan pilihan pembangkit yang lebih fleksibel untuk suatu area yang luas, dan karenanya memungkinkan pengembangan yang lebih optimal. Sistem Sumatera dibagi menjadi tiga sistem interkoneksi, yaitu sistem Sumbagut (Sumut-Aceh), sistem Sumbagteng (Sumbar-Riau-Jambi) dan sistem Sumbagsel (Sumsel-Bengkulu-Lampung). Untuk Sistem Sumbagteng telah terinterkoneksi dengan Sistem Sumbagsel.

B. Metode Perhitungan

Data-data berupa diagram sistem dan spesifikasi komponennya didapat dari data teknis PLN P3B SUMATERA, sedangkan data pembangkitan, pembebanan, arus, tegangan dan faktor daya sistem didapat dari PLN UPB SUMBAGTENG dan PLN UPB SUMBAGSEL.

Analisis aliran beban ini dilakukan dengan menggunakan simulasi perhitungan yang ada pada program aplikasi perangkat lunak EDSA (*Electrical Power Sistem Design Software*) versi 3.1. metode iterasi aliran beban yang dipergunakan adalah metode Newton-Raphson (NR) dengan mempertimbangkan kelebihan dalam tingkat akurasi, kriteria dan kecepatan mencapai konvergensi dibandingkan dengan metode lain yang ada pada perangkat lunak EDSA ini, yaitu metode iterasi Fast Decouple. Agar lebih sederhana dalam perhitungan analisis aliran beban ini maka diperlukan asumsi umum :

1. Pembebanan beroperasi seimbang tiga fasa, oleh karena itu, diagram satu garis

dapat dipresentasikan sebagai sistem satu fasa.

2. Sistem beroperasi pada keadaan mantap dan tidak ditinjau keadaan peralihan. Untuk itu jatuh tegangan yang bersifat sementara tidak termasuk dalam analisis.
3. Pembangkit dispesifikasikan sebagai bus PQ. Dalam hal ini, daya aktif dan daya reaktif yang dibangkitkan akan dipertahankan konstan dalam proses perhitungan.
4. Acuan pembebanan adalah besar beban trafo daya yang terpasang pada GI 150 kV dan 70 kV. Dalam hal ini besarnya kapasitas, faktor daya dan demand faktor setiap trafo telah dispesifikasikan.
5. Tidak ada perubahan konfigurasi sistem karena operasi penyaklaran sehingga posisi pemutus beban berlaku sama pada setiap nilai pembebanan yang telah ditetapkan.
6. Parameter yang diperhitungkan adalah resistansi dengan setengah nilai admitansi shunt ditempatkan pada setiap ujung saluran.

Hasil perhitungan aliran daya berupa nilai tegangan (besar dan sudut fasa) aliran daya aktif, daya reaktif, faktor daya, pembebanan penghantar dan rugi-rugi penyaluran serta rugi-rugi total sistem. Disamping ini juga laporan mengenai pelanggaran bus, arus, penghantar dan pembebanan trafo. Hasil ini diolah dan dianalisis untuk mendapatkan nilai yang berada dalam batasan normal operasi.

C. Hasil Simulasi Dan Analisis

Pada bus pembangkit ini nilai daya aktif dan reaktifnya telah diketahui dan diasumsikan sebagai power grid yang nilainya merupakan total dari pembangkitan daya dari generator-generator yang ada pada bus pembangkit. Pembangkit-pembangkit ini dispesifikasikan sebagai PQ.

Data pembangkit dan gardu induk pada jam 19.00 tanggal 30 November 2005 dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Data pembangkit 150 KV

No	Nama Bus	kV	(MW)	(MVAR)
1	P8_BKSAM	150	249.781	36.676
2	P3_KTPJNG	150	113.694	37.435
3	P16_BESAI	150	53	16.2
4	P21_BRG	150	143.1	23.5
5	P19_BTTGI	150	28.6	10.6
6	P13_KTBMI	150	3.3	1.1
7	P9_MGGLA	150	7	0
8	P1_MNJAU	150	66.8	13.5
9	P6_OMBLN	150	160	79
10	P17_PGLRN	150	3.3	0.8
11	P7_PYCAH	150	42.7	6.8
12	P2_PYKMBH	150	4	1.2
13	P4_SGKRK	150	166.8	33.4
14	P15_SPTGA	150	15	3.4
15	P14_TGNNG	150	17.1	11.9
16	P10_TLBTG	150	8.6	3.3
17	P22_TLGDK	150	11.5	0.5
18	P5_TLKLMB	150	4.8	2.2
19	P18_TRHAN	150	24	9.6
Total			1123.075	291.111

Tabel 2. Data pembangkit 70 KV

No	Nama Bus	kV	(MW)	(MVAR)
1	P20_KRMSN	70	29.8	2.6
2	P12_SKMRD	70	20.7	5.5
3	P11_TES	70	173	3.2
Total			223.5	11.3

Kapasitas hantar arus penghantar ACSR bernilai antara 340 – 1780 Amper, namun dalam keadaan operasi normal, pembebanan hingga nominal tersebut tidak diperbolehkan karena pengaruhnya sangat besar terhadap karakteristik jaringan berupa fleksibilitas, jatuh tegangan dan rugi-rugi penyaluran. Faktor tersebut berkaitan erat dengan tingkat keandalan dan kualitas sistem tenaga listrik. Standar arus optimal pembebanan penghantar di PLN P3B Sumatera rata-rata 50 % kapasitas hantar arus nominal penghantar. Suatu penghantar dikatakan mengalami gangguan pembebanan arus saluran (line current

violation) jika nilai arus tersalurkan berada diatas nilai terpilih.

Kapasitas hantar arus pembebanan bulan November tanggal 30 pukul 19.00 dapat dilihat pada Tabel 3.

Pembebanan yang terjadi pada penghantar sistem masih dalam keadaan ambang batas nominalnya. Umur dari penghantar tidak pendek, untuk pengembangan sistem tidak dapat kendala terutama penambahan beban yang terdapat pada masing-masing gardu induk.

Acuan dari jatuh tegangan adalah titik yang jauh dari sumber, karena fokus utama adalah menganalisa kesanggupan sistem yang ada terhadap beban puncak yang terjadi dalam 1 (satu) tahun. Maka akan diamati jatuh tegangan yang terjadi pada gardu induk dan pusat beban pada wilayah sistem tersebut. Dalam simulasi ini untuk tegangan 70 kV dan 150 kV dipilih batas + 5% dan – 10% dengan pertimbangan inilah batas ideal yang diisyaratkan PLN P3B Sumatera pada kondisi normal. Walaupun dalam kenyataannya jatuh tegangan pada daerah-daerah tertentu melebihi batasan itu.

Suatu bus dianggap abnormal / mengalami pelanggaran tegangan (*voltage violation*) bila nilai tegangan pada bus tersebut berada di luar batas-batas yang telah ditentukan.

Bus yang mengalami kondisi rawan pelanggaran tegangan pada wilayah sumbagteng adalah daerah Dumai dan Duri sedangkan untuk daerah sumbagsel banyak sekali daerah-daerah yang mengalami jatuh tegangan yang sangat besar seperti boom baru dan seduduk putih, hal ini salah satunya diakibatkan besarnya beban pada wilayah ini dan jauhnya jarak dari pembangkit besar dan jarak transmisi yang panjang sehingga banyak rugi-rugi saluran.

Tabel 3 Kapasitas hantar arus dan pembebanannya

No	Dari	Ke	Penghantar	P	Q	Arus	Loading
				(MW)	(MVAR)	(kA)	
1	B44_STGA	B49_KRM1	ACSR	0.114	-46	1.4	8%
2	B31_AJYA	B37_KTBM	ACSR	0.184	-186	0.645	29%
3	B31_AJYA	B38_TGNG	ACSR	0.157	-11	0.645	24%
4	B21_ARDR	B20_MBGO	ACSR	0.089	111	1.56	6%
5	B25_BGKO	B27_LGAU	ACSR	0.042	28	1.78	2%
6	B7_BGNBT	B6_DURI	ACSR	0.012	163	1.058	1%
7	B36_BKMG	B45_BSAI	ACSR	0.213	146	0.645	33%
8	B29_BSAM	B49_KRM1	ACSR	0.184	-22	1.4	13%
9	B29_BSAM	B28_LHAT	ACSR	0.08	11	0.645	12%
10	B29_BSAM	B35_PBLH	ACSR	0.248	-21	1.4	17%
11	B51_BTUG	B56_TDKU	ACSR	0.048	166	0.645	7%
12	B51_BTUG	B50_TKLP	ACSR	0.017	97	1.058	2%
13	B30_BRJA	B36_BKMG	ACSR	0.286	16	0.645	44%
14	B30_BRJA	B29_BSAM	ACSR	0.407	-179	1.29	32%
15	B10_BSKR	B18_OBLN	ACSR	0.222	160	0.79	28%
16	B6_DURI	B13_DMAI	ACSR	0.093	-6	0.645	14%
17	B6_DURI	B5_GRDST	ACSR	0.176	-182	0.645	27%
18	B5_GRDST	B11_BKNG	ACSR	0.315	161	1.058	30%
19	B5_GRDST	B4_KTPJG	ACSR	0.336	159	1.058	32%
20	B5_GRDST	B12_TLMB	ACSR	0.194	-27	0.645	30%
21	B16_IDRG	B15_PLMO	ACSR	0.181	-169	0.645	28%
22	B34_KLND	B40_STMI	ACSR	0.047	147	1.78	3%
23	B_19KRJA	B18_OBLN	ACSR	0.216	167	1.56	14%
24	B49_KRM1	B48_MRNA	ACSR	0.016	-1	1.386	1%
25	B49_KRM2	B57_BGRN	ACSR	0.169	-20	0.589	29%
26	B49_KRM2	B53_BSGT	ACSR	0.365	-10	1.178	31%
27	B37_KTBM	B36_BKMG	ACSR	0.412	-187	1290	32%
28	B4_KTPJG	B11_BKNG	ACSR	0.366	-18	1.058	35%
29	B4_KTPJG	B3_PYBUH	ACSR	0.268	162	0.79	34%
30	B28_LHAT	B27_LGAU	ACSR	0.038	74	1.78	2%
31	B28_LHAT	B43_PGLM	ACSR	0.036	-17	0.645	6%
32	B27_LGAU	B26_PKL1	ACSR	0.02	-128	0.79	2%
33	B8_LBALG	B14_PIP	ACSR	0.269	-6	0.645	42%
34	B8_LBALG	B15_PLMO	ACSR	250	-4	0.645	39%
35	B1_MNJAU	B8_LBALG	ACSR	0.027	-151	0.645	4%
36	B20_MBGO	B25_BGKO	ACSR	0.077	-6	1.78	4%
37	B20_MBGO	B_19KRJA	ACSR	0.177	155	1.78	10%
38	B39_NTAR	B38_TGNG	ACSR	0.287	-203	0.645	44%
39	B18_OBLN	B16_IDRG	ACSR	0.056	-53	0.645	9%
40	B18_OBLN	B24_SLAK	ACSR	0.115	-31	0.645	18%
41	B35_PBLH	B44_STGA	ACSR	0.17	-33	1.4	12%
42	B2_PDGLR	B1_MNJAU	ACSR	0.228	176	0.645	35%
43	B46_PLRN	B52_BTGI	ACSR	0.119	134	1.058	11%
44	B14_PIP	B15_PLMO	ACSR	0.23	-4	0.645	36%
45	B26_PKL2	B42_SMDU	ACSR	0.092	-175	0.386	24%
46	B26_PKL2	B41_TES	ACSR	0.004	-134	0.386	1%
47	B15_PLMO	B23_SHRU	ACSR	0.255	-22	0.645	40%
48	B22_PCAH	B21_ARDR	ACSR	0.058	9	0.83	7%

49	B3_PYBUH	B10_BSKR	ACSR	0.205	154	0.83	25%
50	B3_PYBUH	B2_PDGLR	ACSR	0.132	183	0.645	20%
51	B32_SBNO	B38_TGNG	ACSR	0.057	156	0.645	9%
52	B55_SPTH	B58_BBRU	ACSR	0.106	-7	0.34	31%
53	B55_SPTH	B59_BRG2	ACSR	0.362	-184	680	53%
54	B55_SPTH	B54_TRTU	ACSR	0.027	97	0.34	8%
55	B9_SGKRRK	B8_LBALG	ACSR	0.598	-1	1.58	38%
56	B60_SJRO	B59_BRG2	ACSR	0.171	171	0.34	50%
57	B17_SLOK	B16_IDRG	ACSR	0.047	-82	0.645	7%
58	B17_SLOK	B24_SLAK	ACSR	0.092	138	0.645	14%
59	B40_STMI	B39_NTAR	ACSR	0.117	-189	0.645	18%
60	B40_STMI	B47_TRHN	ACSR	0.027	106	0.645	4%
61	B38_TGNG	B37_KTBM	ACSR	0.168	-184	0.645	26%
62	B38_TGNG	B46_PLRN	ACSR	0.103	126	0.645	16%
63	B33_TBTG	B39_NTAR	ACSR	0.104	134	0.645	16%
64	B50_TKLP	B59_BRG1	ACSR	0.115	-173	1.386	8%
65	B50_TKLP	B49_KRM1	ACSR	0.07	40	1.386	5%
66	B54_TRTU	B53_BSGT	ACSR	0.178	165	0.589	30%

Untuk mengatasi hal itu bisa digunakan kompensator daya reaktif sebesar 5 MVAR sampai 15 MVAR yang dipasang pada saluran yang panjang, namun saat sistem berbeban rendah tegangan pada saluran ini menjadi sangat tinggi sehingga diperlukan juga reaktor yang dapat mengurangi kenaikan tegangan saluran. untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Tabel 4. dibawah ini :

Tabel 4. Jatuh tegangan pada bus 150 KV

No	Bus	(KV)	% Drop
1	B1_MNJAU	162.644	-8.43
2	B2_PDGLR	159.559	-6.37
3	B3_PYBUH	158.628	-5.75
4	B4_KTPJG	149.977	0.02
5	B5_GRDST	144.656	3.56
6	B6_DURI	142.784	4.81
7	B7_BGNBT	143.553	4.3
8	B8_LBALG	162.268	-8.18
9	B9_SGKRRK	164.249	-9.5
10	B10_BSKR	160.171	-6.78
11	B11_BKNG	148.255	1.16
12	B12_TLMB	142.967	4.69
13	B13_DMAI	141.675	5.55
14	B14_PIP	161.063	-7.38
15	B15_PLMO	159.628	-6.42
16	B16_IDRG	159.041	-6.03
17	B17_SLOK	160.283	-6.86
18	B18_OBLN	162.033	-8.02
19	B_19KRJA	158.456	-5.64

20	B20_MBGO	153.448	-2.3
21	B21_ARDR	148.481	1.01
22	B22_PCAH	148.519	0.99
23	B23_SHRU	158.31	-5.54
24	B24_SLAK	161.872	-7.91
25	B25_BGKO	152.26	-1.51
26	B26_PKL1	149.652	0.23
27	B27_LGAU	150.492	-0.33
28	B28_LHAT	149.524	0.32
29	B29_BSAM	149.957	0.03
30	B30_BRJA	146.291	2.47
31	B31_AJYA	148.86	0.76
32	B32_SBNO	148.775	0.82
33	B33_TBTG	147.481	1.68
34	B34_KLND	148.253	1.16
35	B35_PBLH	144.618	3.59
36	B36_BKMG	149.775	0.15
37	B37_KTBM	148.903	0.73
38	B38_TGNG	149.193	0.54
39	B39_NTAR	148.262	1.16
40	B40_STMI	148.334	1.11
41	B43_PGLM	148.668	0.89
42	B44_STGA	141.14	5.91
43	B45_BSAI	151.119	-0.75
44	B46_PLRN	151.192	-0.79
45	B47_TRHN	148.649	0.9
46	B48_MRNA	140.041	6.64
47	B49_KRM1	140.109	6.59
48	B50_TKLP	139.76	6.83
49	B51_BTUG	139.594	6.94
50	B52_BTGI	152.143	-1.43
51	B56_TDKU	139.679	6.88
52	B59_BRG1	139.601	6.93

Tabel 5 Jatuh tegangan pada bus 70 KV

No	Bus	(KV)	% Drop
1	B26_PKL2	69.761	0.34
2	B41_TES	69.656	0.49
3	B42_SMDU	70.846	-1.21
4	B49_KRM2	64.838	7.37
5	B53_BSGT	64.001	8.57
6	B54_TRTU	63.379	9.46
7	B55_SPTH	63.294	9.58
8	B57_BGRN	64.405	7.99
9	B58_BBRU	63.147	9.79
10	B59_BRG2	64.68	7.6
11	B60_SJRO	63.857	8.78

Dikarenakan pada bus beban tidak mempergunakan transformator sehingga tidak ada rugi-rugi maka nilai tegangannya sama dengan nilai tegangan pada busbarnya, begitu juga jatuh tegangannya. Dari hasil simulasi didapatkan jatuh tegangannya melebihi dari acuan dalam standar ketetapan PLN P3B Sumatera yaitu sekitar + 5 % dan - 10 %. Karena itu pada beberapa daerah yang jatuh tegangannya sudah melampaui batasnya sehingga diperlukan pemasangan kapasitor yang dapat membantu mengurangi jatuh tegangan. Daerah yang kritis itu adalah Boom Baru, Talang Ratu dan Senduduk Putih yang terdapat pada provinsi Lampung.

Kondisi pembangkitan pada dua sistem ini banyak mempunyai masalah salah satunya umur pembangkit yang sudah tua sehingga perlu segera penambahan pembangkit baru, dan waktu beban puncak tahunan ini tidak adanya cadangan pembangkit mengakibatkan sistem pembangkitannya tidak memenuhi kriteria N-1. Maka untuk jangka pendek diharapkan penambahan pembangkit sebagai cadangan waktu beban puncak sekitar 35 % atau 27 % dari kapasitas terpasang.

Sedangkan kendala untuk penyaluran adalah sering terjadinya longsor sehingga merobohkan saluran transmisi dan mengganggu penyaluran daya, untuk itu

perlu diperhatikan perencanaan saluran transmisi pada daerah-daerah yang rawan longsor. Selain itu masalah penyaluran yang dihadapi adalah jarak transmisi dari bukit asam ke provinsi Lampung yang terlalu panjang sehingga jatuh tegangannya menjadi sangat besar, selain itu juga jatuh tegangan pada provinsi Lampung ini sangat besar sehingga perlu diprogramkan pemasangan kapasitor guna memperbaiki tegangan pada provinsi ini.

Untuk pengembangan selanjutnya direncanakan untuk membangun transmisi Lintas Timur Sumatera, sebagai *alternative* untuk penyaluran tenaga listrik dari Sumatera Selatan ke Lampung ataupun dari Sumatera Barat ke Riau. Pembangunan jaringan transmisi Lintas Timur Sumatera ini dimaksudkan untuk memenuhi kriteria keandalan N-1.

Hal-hal yang perlu diperhatikan dalam pengoperasian sistem pada tahun 2005 adalah :

- Masuknya PLTG IPP Borang pada bulan desember membantu sistem terhadap pasokan daya yang pada bulan ini banyak pembangkit mengalami gangguan seperti PLTG Pauh Limo, PLTG Teluk Lembu, PLTG Boom Baru, PLTG Simpang Tiga, PLTG Talang duku dan PLTD Bukit Asam.
- Transfer daya dari PLTU Bukit Asam ke sistem Lampung masih relatif tinggi, sehingga susut transmisi 150 KV ke sistem Lampung cukup tinggi.
- Sistem transmisi yang belum bersifat ring pada pulau sumatera.

D. Kesimpulan

- Hasil simulasi didapatkan bahwa jatuh tegangan yang terbesar adalah pada bus Singkarak mencapai 164.249 kV atau naik sekitar 9,5 % dari tegangan nominal (150 kV)
- Saat terjadi beban puncak, daya yang dibangkitkan sistem tidak mampu melayani seluruh konsumen sehingga

sebagian daerah terjadi pemadaman, padahal daya mampu sistem adalah sebesar 1716,2 MW sedangkan beban sistem pada waktu beban puncak sekitar 1219,44 MW. Hal ini disebabkan banyaknya pembangkit yang sedang dalam perbaikan (gangguan) diantaranya PLTG Pauh Limo, PLTG Teluk Lembu, PLTG Boom Baru, PLTG Simpang tiga1, PLTG Talang duku2 dan PLTD Bukit Asam1.

3. Kapasitas penghantar yang terpasang pada sistem masih mencukupi dalam penyaluran daya, pembebanan yang paling besar terjadi pada penghantar antara Senduduk Putih dan Borang yaitu 53 % dari kapasitas penghantarnya.
4. Dari hasil simulasi juga didapat rugi daya reaktif yang terbesar terjadi pada saluran transmisi antara Muaro Bungo dan Aur Duri (Jambi) yaitu sekitar 17.606 KVAR, hal ini terjadi karena panjangnya saluran sehingga menyerap daya reaktif yang besar juga.

5. Pengiriman daya lebih banyak ke sistem Sumbagteng yaitu sekitar 659,284.14 MW.

E. Daftar Pustaka

- [1]. Arismunandar, A. 2004. "Teknik Tenaga Listrik", Edisi ketujuh. Jakarta : PT Pradnya Paramita.
- [2]. EDSA Micro Corporation, 1996. "User's Guide of Object Oriented Load Flow Program", Michigan.
- [3]. Stevenson, Jr. William D, 1984. "Analisis Sistem Tenaga Listrik. Edisi keempat. Kamal Idris (penterjemah)". Jakarta : Erlangga.
- [4]. UPB Sumbagteng PT PLN P3B Sumatera (persero), "Evaluasi Operasi 2005", Lubuk Alung.
- [5]. UPB Sumbagsel PT PLN P3B Sumatera (persero), *Evaluasi Operasi 2005*, Palembang.
- [6]. Wadhwa, C.L, 1991, "Electrical Power System", Second Edition, New Delhi, Wiley Eastern Ltd.

Sistem Interkoneksi pada Pulau Sumatera



