

ANALISIS KONTINGENSI TERHADAP UNJUK KERJA DAN KEANDALAN KOMPOSIT PEMBANGKIT DAN TRANSMISI PADA SISTEM KELISTRIKAN LOMBOK

Contingency Analysis Of The Performance And Reliability Of Composite Generation And Transmission At Lombok's Electrical System

Arifatul Hidayati¹, Supriyatna², Agung Budi Muljono³

ABSTRAK

Evaluasi keandalan komposit merupakan salah satu metode untuk mengevaluasi keandalan pembangkit dan transmisi yang dapat dilakukan dengan menggunakan analisis kontingensi. Kontingensi merupakan suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari satu atau lebih generator dan/atau saluran transmisi pada sistem tenaga listrik. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui unjuk kerja dan indeks keandalan komposit pada sistem kelistrikan Lombok dengan melakukan analisis kontingensi menggunakan 2 metode yaitu metode deterministik dan non-deterministik. Metode deterministik menggunakan analisis aliran daya newton-raphson yang diamati dalam 2 kondisi, yaitu: kondisi normal dan kontingensi/gangguan. Sedangkan pada metode non-deterministik memperhitungkan indeks keandalan komposit dari sistem yaitu perkiraan energi tidak tersuplai (Expected Energi Not Supplied/EENS) dan kemungkinan kehilangan beban (Lost of Load Expectacy/LOLE) selama 1 tahun.

Hasil penelitian menunjukkan penurunan tegangan hingga melewati batas toleransi tegangan SPLN (-10%) pada bus GH Biau sebesar 0,885 pu dan pembebanan saluran melebihi Kemampuan Hantar Arus (KHA) saluran pada kopel PLTD Ampenan dengan GH Biau sebesar 122,590 % pada kondisi kontingensi. Nilai EENS melebihi standar NEM reliability standard yang menetapkan jumlah perkiraan energi tidak terlayani (Expected Unserved Energy) < 0,002% dari kebutuhan energi total yaitu sebesar 37,5487 MWh/tahun dari total kebutuhan energi sistem kelistrikan Lombok tahun 2013 sebesar 1.877.439,392 MWh/tahun pada kondisi kontingensi (N-1) pembangkit, kontingensi (N-1) saluran transmisi, kontingensi (N-2) pembangkit, kontingensi (N-1) pembangkit dan saluran transmisi, dan kontingensi (N-2) saluran transmisi yaitu 1.091,172; 256,710; 2.460,818; 29.590,384; 0,541 (MWh/tahun) dan nilai LOLE pada kondisi kontingensi (N-2) pembangkit dan saluran transmisi sebesar 162,719 (jam/tahun) melebihi batas standar yang ditetapkan SPLN 68-2:1986 yaitu 29,4 jam/tahun pada tahun 2013.

Kata Kunci : Keandalan komposit, Kontingensi, LOLE, EENS

ABSTRACT

The composite reliability evaluation is the one to evaluate the generation and transmission reliability by using contingency analysis method. A contingency is process caused by a failure or extrication from one or more generator and/or transmission lines in electric power system. The study is conducted to discover working method and composite reliability index on Lombok electrical system by using 2 methods of contingency analysis: deterministic and non-deterministic. Deterministic method uses the analysis of newton-rhap power flow which is observed within 2 conditions: normal and contingency. Whereas non-deterministic method calculates the composite reliability index from the system, that is Expected Energy Not Supplied (EENS) and Lost of Load Expectancy (LOLE) during 1 year.

The result of study indicates the volt-drop exceeding the SPLN voltage tolerance limits (-10%) on 0,885 pu of GH Biau bus and the loading channel exceeding the current-carrying capability on PLTD Ampenancoupling with GH Biau at 122,590% on contingency conditions. The EENS value exceeding the NEM reliability standard which determine the number of Expected Energy Unserved <0,002% from total energy needs that is 37,5487 (MWh/year) of total energy needs of lombok electricity system in 2013 in 1.877.439,392 (MWh/year) on generator contingency condition (N-1), transmission line contingency (N-1), generator contingency (N-2), generator and transmission line contingency (N-2), and transmission line contingency (N-2) that is 1.091,172; 256,710; 2.460,818; 29.590,384; 0,541 (MWh/year) and the value of LOLE on generator and transmission line contingency (N-2) that is 162,719 (hour/year) exceeding the SPLN 68-2:1986 standards that is 29,4 (hours/year) in 2013.

Keywords : composite reliability, contingency, LOLE, EENS

¹Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Mataram, Nusa Tenggara Barat, Indonesia
Email :

PENDAHULUAN

Konsep keandalan sistem tenaga listrik mencakup semua aspek kemampuan sistem tenaga listrik untuk memenuhi kebutuhan konsumen dengan kondisi operasi tertentu. Selama ini kebanyakan evaluasi keandalan hanya memperhatikan kapasitas pembangkit sedangkan keandalan saluran transmisi diasumsikan tidak terbatas. Padahal saluran transmisi mempunyai peranan penting dalam menentukan tingkat keandalan sistem tenaga listrik. Evaluasi keandalan komposit merupakan salah satu metode untuk mengevaluasi keandalan pembangkit dan transmisi.

Keandalan komposit pembangkit dan transmisi sistem tenaga listrik memperhitungkan aspek keamanan yang berpengaruh terhadap besarnya indeks keandalan. Kejadian yang disebabkan gangguan (*force outage*) atau pemeliharaan (*planned outage*) menyebabkan lepasnya elemen sistem tenaga listrik (*outage*) disebut dengan kontingensi. Untuk mengevaluasi unjuk kerja dan keandalan sistem tenaga listrik dapat dilakukan dengan menggunakan analisis kontingensi. (Marsudi, 1990).

Kebanyakan sistem tenaga listrik merupakan sistem interkoneksi antara satu pusat pembangkit dan pembangkit lainnya dengan harapan apabila salah satu dari pusat pembangkit atau saluran transmisi mengalami gangguan maka pasokan tenaga listrik tetap dapat berjalan. Di sisi lain, interkoneksi sistem tenaga listrik juga mempunyai beberapa kelemahan. Salah satu kelemahannya adalah apabila terjadi gangguan pada salah satu sistem, karena adanya beban lebih dan ketidakstabilan tegangan, akan berpengaruh ke sistem yang lain (Brown, 2005).

Saat ini sistem kelistrikan Lombok dipasok dari empat pembangkit besar yakni PLTD Ampenan, PLTD Paokmotong, PLTD Taman, dan PLTU Jeranjang. Keempat pembangkit dihubungkan dengan sistem interkoneksi melalui sebagian besar jaringan 20 kV dan transmisi 150 kV. Beban puncak sistem Lombok pada bulan desember 2013 mencapai 175,001 MW dengan daya mampu pembangkit 184,805 MW sehingga cadangan operasi (*reserve margin*) atau selisih antara daya mampu dengan beban puncak sangat kecil yaitu sebesar 9,804 MW (APDP Mataram, 2013). Apabila terjadi pelepasan salah satu pembangkit yang memiliki kapasitas terbesar pada sistem dan/atau transmisi maka pemadaman disisi pelanggan

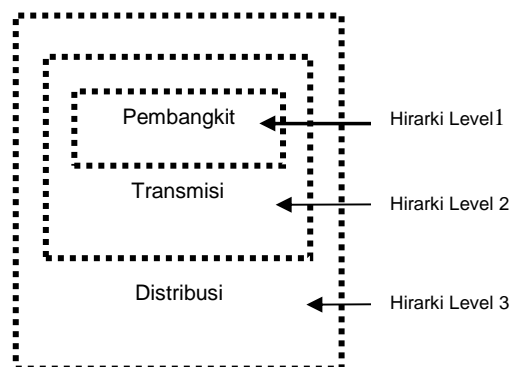
tidak dapat dihindarkan sehingga keandalan sistem perlu diperhitungkan lagi.

Berdasarkan penjelasan di atas maka akan dilakukan penelitian untuk mengetahui indeks keandalan komposit pembangkit dan transmisi dengan melakukan analisis kontingensi pada sistem kelistrikan Lombok. Analisis kontingensi menggunakan metode aliran daya *Newton-Raphson* untuk mensimulasikan pengaruh kontingensi terhadap tegangan bus dan arus saluran transmisi serta untuk menghitung indeks keandalan dari sistem yang dipakai adalah perkiraan energi tidak tersuplai (*Expected Energi Not Supplied/EENS*) dan kemungkinan kehilangan beban (*Lost of Load Expectancy/LOLE*) selama 1 tahun. (Chen, 2013]

Zona Fungsional dan Tingkat Hirarki Sistem Tenaga Listrik.

Sistem tenaga biasanya dibagi menjadi tiga zona utama fungsional, yaitu pembangkit, transmisi, dan sistem distribusi. Biasanya ketiga zona tersebut dievaluasi secara terpisah untuk mendapat ukuran keandalan yang lebih baik dalam hal membuat asumsi yang tepat dan pemilihan kriteria gangguan. Untuk mendapatkan kriteria keandalan dari sistem dapat dilakukan juga dengan mengkombinasi dalam tingkat hirarki yang lebih tinggi. Sistem tenaga listrik dapat dibagi menjadi tiga tingkatan hirarki yaitu:

- Hirarki level 1 (HL I) meliputi perlengkapan dan unit pembangkit tenaga listrik.
- Hirarki level 2 (HL II) meliputi dua sistem yaitu pembangkit dan transmisi tenaga listrik.
- Hirarki level 3 (HL III) meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi.



Gambar 1 Zona fungsional dan level hirarki (Billinton, 1970)

Kontingensi Sistem Tenaga Listrik.

Kontingensi adalah suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan

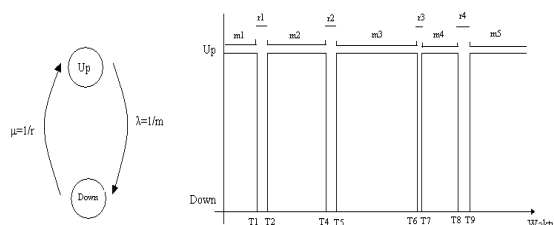
dari satu atau lebih generator dan/atau transmisi (Ditjen LPE, 2004).

Metode deterministik. Cara penganalisisan dengan membuat simulasi terlepasnya elemen dari sistem tenaga misalnya satu saluran dilepas atau satu trafo dilepas atau satu unit pembangkit dilepas, serta melihat pengaruh yang diakibatkannya. Salah satu teknik dalam analisis kontingensi adalah dengan metode aliran daya *Newton-Rahpson*. (Grainger dan Stevenson, 1998.)

Metode non-deterministik/probabilitas. Metode deterministic/probabilitas digunakan ketika terdapat ketidakpastian acak. metode ini berasal dari distribusi probabilitas variable perencanaan dari pengamatan masa lalu. Metode didasarkan pada Indeks keandalan seperti perkiraan energi tidak tersuplai (EENS), perkiraan jumlah kehilangan beban (ENLC), perkiraan durasi kehilangan beban (EDLC) dan kemungkinan kehilangan beban (LOLE) yang dihitung untuk menentukan perencanaan yang optimal dengan adanya ketidakpastian terkait dengan pemadaman paksa pada elemen sistem tenaga listrik (Buygi, 2003).

Indeks Keandalan. Indeks keandalan adalah suatu ukuran unjuk kerja yang sesuai yang telah digunakan dimasa lampau untuk menyediakan suatu indikasi performansi sistem. Sementara unjuk kerja sendiri didefinisikan sebagai kriteri kegagalan/keberhasilan dari suatu peralatan/sistem dalam melakukan tugasnya (Billinton, 1970).

Sebuah komponen pada suatu sistem tenaga listrik adakalanya berada pada keadaan beropersi atau pada keadaan tidak beropersi. Keadaan-keadaan tersebut kita beri istilah state “up” untuk keadaan beropersi dan state “down” untuk keadaan tidak beropersi dan dimodelkan dengan Gambar berikut:



Gambar 2 Model dua keadaan suatu komponen (Billinton, 1970)

- Waktu Rata-Rata Menuju Kegagalan (MTTF)

$$MTTF = \bar{m} = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{n} \dots\dots\dots (1)$$

- Waktu Rata-Rata Menuju Perbaikan (MTTR)

$$MTTR = \bar{r} = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{n} \dots\dots\dots (2)$$

- Laju kegagalan (λ)

$$MTTF = \bar{m} = \frac{1}{\lambda} \dots\dots\dots (3)$$

- Laju perbaikan (μ)

$$MTTR = \bar{r} = \frac{1}{\mu} \dots\dots\dots (4)$$

- Ketersediaan dan Ketidakterediaan

$$A = \frac{S [UpTime]}{S [UpTime] + S [DownTime]} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \dots\dots\dots (5)$$

dan

$$U/FOR = \frac{S [DownTime]}{S [UpTime] + S [DownTime]} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \dots\dots (6)$$

Keandalan Sistem Komposit (Sistem Pembangkit dan Transmisi). Keseluruhan masalah mengenai perkiraan *adequacy* (kecukupan) dari pembangkit dan transmisi untuk menyediakan suplai daya yang sesuai pada terminal titik beban disebut dengan evaluasi keandalan sistem komposit. Evaluasi sistem komposit melibatkan analisis keadaan kontingensi.

Langkah awal dalam menentukan indeks keandalan komposit adalah mencari nilai probabilitas, nilai awalan, dan frekuensi terjadinya suatu kejadian seperti kasus kontingensi (Billinton, 1970).

- Probabilitas terjadinya kontingensi (P_{nj})

$$P_{nj} = (1-FOR_1) (1-FOR_2) (1-FOR_3) \dots \dots (1-FOR_n) \dots (7)$$

- Nilai awalan (*departure rate/DP*)

$$DP_{nj} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_n \dots\dots\dots(8)$$

- Frekuensi kegagalan (F_j)

$$F_j = DP_j \times P_j \text{ (kejadian/tahun)} \dots\dots\dots(9)$$

- Kemungkinan terjadinya kegagalan (*Probability of failure/P_k*)

$$P_k = \sum P_j P_{kj} \dots\dots\dots(10)$$

$$F_k = \sum F_j P_{kj} \dots\dots\dots (11)$$

- Perkiraan kehilangan beban (*Expected load curtailed/ELC*)

$$ELC = \sum_{j \in x,y} L_{kj} F_j \text{ (MW)} \dots\dots\dots (12)$$

- Durasi kekurangan daya

$$D_{Kj} = \frac{P_j}{F_j} \times 8760 \dots\dots\dots (13)$$

- Perkiraan energy tidak tersuplai (*Expected energi not supplied /EENS*)

$$EENS = \sum_{j \in x,y} L_{Kj} D_{kj} F_j \text{ (MWh)}$$

$$= \sum_{j \in x,y} L_{Kj} P_j \times 8760 \text{ (MWh)} \dots\dots (14)$$

Perhitungan indeks keandalan komposit sistem memerlukan studi aliran daya aktual untuk menentukan pembebanan saluran dan rugi-rugi saluran di setiap kejadian kontingensi (Billinton, 1970).

- Kemungkinan kehilangan beban (LOLE) (Choi, 2005).

$$LOLE_{HLII} = \frac{EENS_{HLII}}{ELC_{HLII}}(\text{jam/tahun}) \dots\dots\dots(15)$$

METODE PENELITIAN

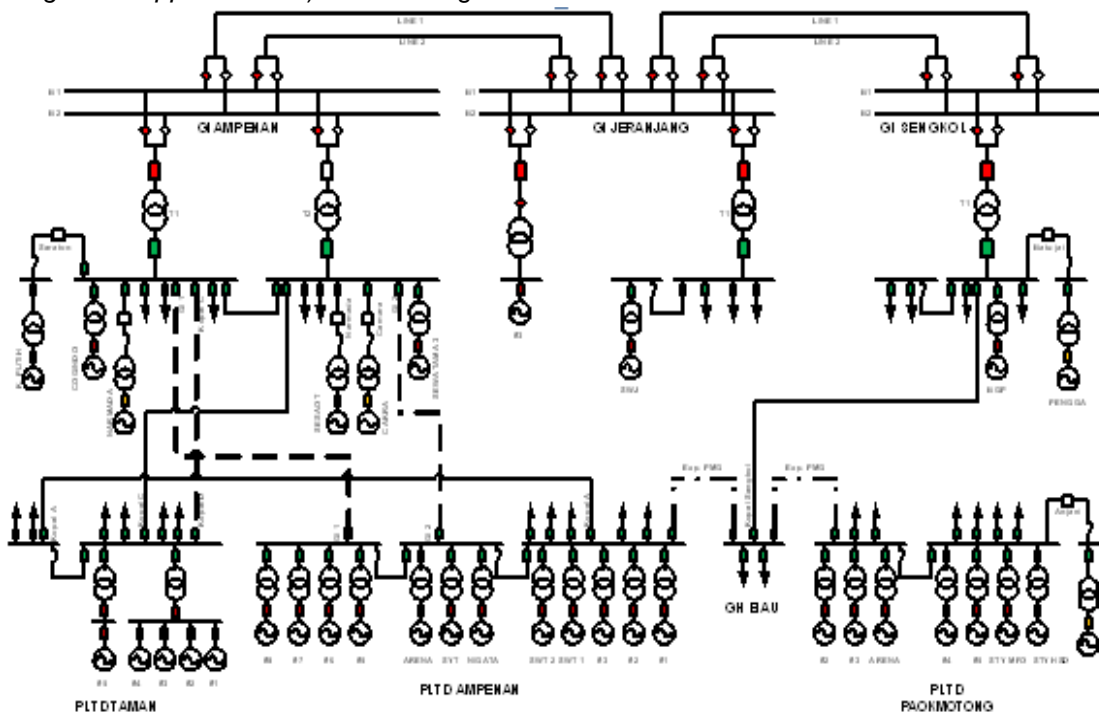
Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui unjuk kerja dan indeks keandalan komposit pada sistem kelistrikan Lombok dengan melakukan analisis kontingensi. Analisis kontingensi menggunakan 2 metode yaitu metode deterministik dan non-deterministik. Metode deterministik dimana sistem analisis aliran daya yang diamati dalam 2 kondisi, yaitu: kondisi normal dan kontingensi/gangguan. Sedangkan pada metode non-deterministik memperhitungkan indeks keandalan komposit dari sistem yaitu perkiraan energi tidak tersuplai (*Expected Energy Not Supplied/EENS*) dan kemungkinan

kehilangan beban (*Lost of Load Expectacy/LOLE*) selama 1 tahun.

Alat penelitian. Alat-alat yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

- Perangkat keras : seperangkat Komputer Toshiba dengan Sistem Operasi Windows XP Version 2011, Ram 888 MB lengkap dengan perangkat laun *mouse*, printer dan komponen pendukungnya.
- Perangkat lunak : *Microsoft Office 2007*, *MatPower 4.1* dan *MATLAB version 7.7.0 (R2008b)*.

Data penelitian. Penelitian ini menggunakan data-data sekunder tahun 2013 yang diperoleh dari kerjasama dengan PT.PLN (Persero) APDP Mataram dan Sektor Pembangkitan Lombok meliputi data EAF (*Equivalent Availability Faktor*), data pembangkit, data saluran, data transformator, data beban dan *single line diagram* sistem kelistrikan Lombok tahun 2013.



Gambar 3 Diagram segaris sistem kelistrikan Lombok (PT.PLN (Persero) APDP Mataram, 2013

Proses penelitian meliputi :Pengumpulan data baik primer maupun sekunder. Pengolahan datasebelum digunakan dalam simulasi yaitu mengolah data-data durasi operasi, durasi gangguan, dan kali gangguan pada pembangkit dan saluran transmisi pada bulan januari sampai desember tahun 2013. Membuat skenario pelepasan unit pembangkit dan/atau saluran transmisi pada sistem

kelistrikan Lombok. Melakukan simulasi aliran daya dengan Mat Power versi 4.1, (Zimmerman, dan Gan 2005), untuk dapat mensimulasikan jaringan saat keadaan normal dan kontingensi serta membuat program untuk perhitungan indeks keandalan komposit sistem tenaga listrik dengan perangkat lunak (*software*) MATLAB 2008.

Alur penelitian dapat dilihat pada Gambar 4: di bawah ini

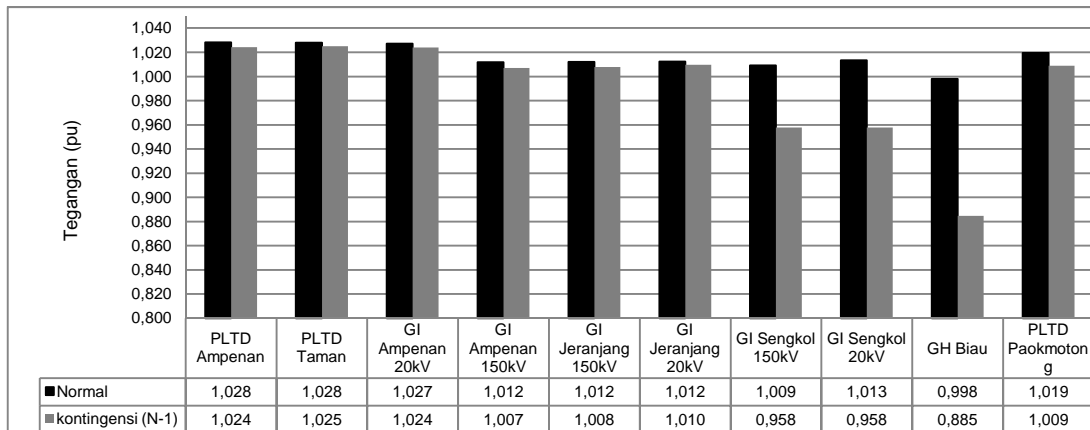


Gambar 4 Diagram Alir penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

Kondisi Kontingensi (N-1). Kondisi kontingensi (N-1) merupakan lepas/putusnya salah satu pembangkit atau saluran transmisi dari sistem.

Tegangan bus. Perbandingan profil tegangan bus sistem dari hasil simulasi pada kondisi normal dan kontingensi (N-1) saluran transmisi Jeranjang-Sengkol (BAY 2) dapat dilihat pada Gambar 5.



Gambar 5 Profil tegangan bus pada kondisi normal dan saat kontingensi (N-1) saluran transmisi Jeranjang-Sengkol

Berdasarkan Gambar 5 dapat dilihat bahwa, pada kasus kontingensi (N-1) saluran transmisi Jeranjang-Sengkol (BAY 2) terjadi perubahan tegangan dari kondisi normal ke kondisi kontingensi (N-1) dimana terjadi penurunan tegangan pada bus PLTD Ampenan, PLTD Taman, GI Ampenan, GI Jeranjang, GI Sengkol, GH Biau, dan PLTD Paokmotong. Penurunan tegangan pada bus

GH Biau hingga melewati batas toleransi tegangan SPLN (-10%) dimana pada kondisi normal tegangan pada bus GH Biau adalah 0,998 pu kemudian setelah terjadi kontingensi (N-1) turun menjadi 0.885 pu. Selain itu penurunan tegangan juga terlihat pada bus lain namun masih dalam batas toleransi tegangan SPLN (+5% dan -10%).

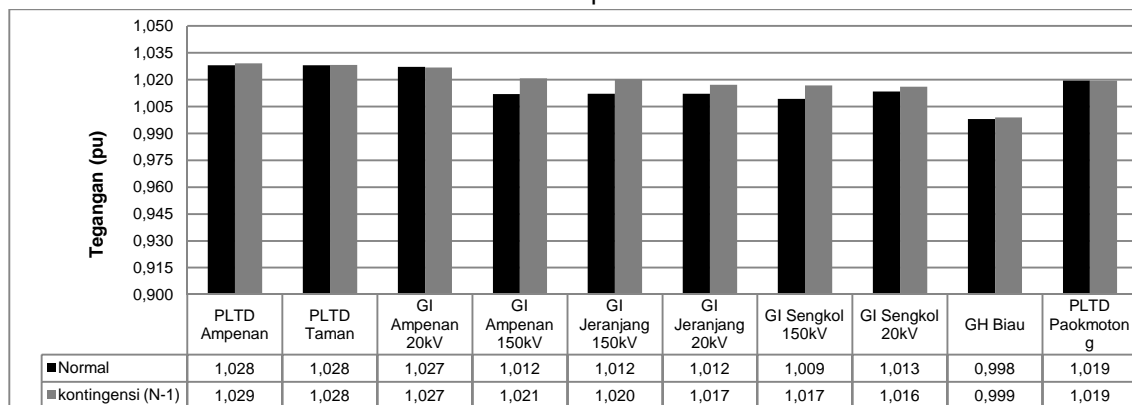
Pembebanan Saluran. Berdasarkan simulasi aliran daya saat terjadi gangguan kontingensi (N-1) pada saluran Jeranjang-Sengkol dapat menyebabkan terjadinya pembebanan lebih (*overload*) pada saluran. Berikut hasil simulasi aliran daya pada saluran saat kondisi normal dan kontingensi (N-1) pada saluran Jeranjang-Sengkol ditunjukkan pada Tabel 1.

Berdasarkan Tabel1 terlihat bahwa pada kontingensi (N-1) saluran transmisi Ampenan-Jeranjang (BAY 2) menyebabkan terjadinya pembebanan lebih pada saluran kopel Ampenan-Biau yang menghubungkan PLTD Ampenan dan GH Biau dengan besar pembebanan 122,590 % atau 717,170 A lebih besar dari Kemampuan Hantar Arus (KHA) penghantar yaitu sebesar 585 A. Pada kondisi ini saluran lain yang juga sangat rawan terjadi pembebanan lebih apabila sistem mengalami kenaikan beban adalah kopel yang menghubungkan GI Sengkol dengan GH Biau yaitu sebesar 80,316 % .

Tabel1. Arus dan pembebanan saluran pada kondisi Normal dan kontingensi (N-1) pada saluran transmisi Jeranjang-Sengkol (BAY 2).

No	Saluran		Nama Saluran	KHA Arus Normal		
	Dari	Ke		(A)	(A)	(%)
1	PLTD Ampenan	PLTD Taman	Kopel A	425	56,567	13,310
2	PLTD Ampenan	PLTD Taman	Kopel B	425	26,944	6,340
3	PLTD Ampenan	GI Ampenan	In Amp 1	425	69,101	16,259
4	PLTD Ampenan	GI Ampenan	In Amp 2	425	107,350	25,258
5	PLTD Ampenan	GH Biau	Amp-Biau	585	717,170	122,59
6	GI Ampenan	PLTD Taman	Kopel C	425	31,895	7,505
7	GI Ampenan	PLTD Taman	Kopel D	425	57,489	13,527
8	GI Jeranjang	GI Ampenan	BAY 1	580	101,620	17,521
9	GI Jeranjang	GI Sengkol	BAY 2	580	-	-
10	GI Sengkol	GH Biau	Sengkol-Biau	585	469,850	80,316
11	GH Biau	PLTD Paokmotong	Biau-Pmt	585	296,680	50,715

Tegangan bus. Perbandingan tegangan bus sistem berdasarkan hasil simulasi aliran daya pada keadaan kontingensi (N-1) unit 3 pembangkit PLTU jeranjang dapat dilihat pada Gambar6.



Gambar6 Profil tegangan bus pada kondisi normal dan kontingensi (N-1) pembangkit unit 3 PLTU Jeranjang

Berdasarkan Gambar 6 dapat dilihat bahwa, pada kasus kontingensi (N-1) dengan lepasnya pembangkit PLTU Jeranjang unit 3 menyebabkan terjadinya peningkatan tegangan pada bus PLTD Ampenan, GI Ampenan, GI Jeranjang, GI Sengkol, dan GH Biau. Peningkatan tegangan paling signifikan terlihat pada bus GI Ampenan dengan tegangan pada kondisi normal sebesar 1,012 pu dan pada kondisi kontingensi (N-1) naik menjadi 1,021 pu. Dari hasil simulasi didapatkan peningkatan tegangan pada bus-bus tersebut masih dalam batas toleransi tegangan SPLN (+5% dan -10%).

Pembebanan Saluran. Berdasarkan hasil simulasi aliran daya, saat terjadi gangguan kontingensi (N-1) pada pembangkit PLTU Jeranjang unit 3 dapat menyebabkan

terjadinya pembebanan lebih (*overload*) pada saluran lain seperti ditunjukkan pada Tabel2.

Tabel2. Arus dan pembebanan saluran pada kondisi kontingensi (N-1) pembangkit PLTU Jeranjang unit 3.

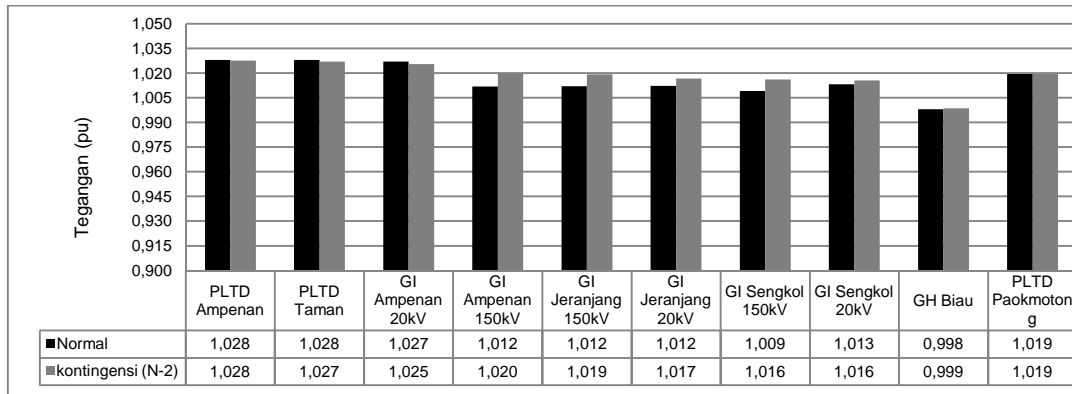
No	Saluran		Nama Saluran	KHA Arus		
	Dari	Ke		(A)	(A)	(%)
1	PLTD Ampenan	PLTD Taman	Kopel A	425	61,362	14,438
2	PLTD Ampenan	PLTD Taman	Kopel B	425	29,228	6,877
3	PLTD Ampenan	GI Ampenan	In Amp 1	425	390,04	91,773
4	PLTD Ampenan	GI Ampenan	In Amp 2	425	605,91	142,570
5	PLTD Ampenan	GH Biau	Amp-Biau	585	83,070	14,200
6	GI Ampenan	PLTD Taman	Kopel C	425	23,570	5,546
7	GI Ampenan	PLTD Taman	Kopel D	425	42,483	9,996
8	GI Jeranjang	GI Ampenan	BAY 1	580	36,374	6,271
9	GI Jeranjang	GI Sengkol	BAY 2	580	45,448	7,836
10	GI Sengkol	GH Biau	Sengkol-Biau	585	55,984	9,570
11	GH Biau	PLTD Paokmotong	Biau-Pmt	585	106,90	18,273

Berdasarkan Tabel 2, terlihat bahwa pada kontingensi (N-1) unit 3 PLTU Jeranjang menyebabkan suplai dari GI Jeranjang menuju GI Ampenan terhenti dan untuk mencukupi kebutuhan beban pada penyulang yang terhubung ke GI Ampenan maka suplai dikirim dari PLTD Ampenan, namun terjadi pembebanan lebih pada saluran kopel in ampenan 2 yang menghubungkan PLTD Ampenan dan GI Ampenan dengan besar pembebanan 142,570 % atau 605,910 A lebih besar dari kemampuan hantar arus (KHA) penghantar tersebut sebesar 425 A. Pada kondisi ini beberapa beban pada GI Ampenan harus diputuskan agar suplai yang dikirim dari PLTD Ampenan tidak terlalu besar dan mengakibatkan *overload* saluran. Selain itu pada kopel in ampenan 1 mengalami pembebanan kritis dimana besarnya pembebanan adalah 91,773 % atau 390,040A. Kondisi ini sangat rawan terjadi

pembebanan lebih yang mengakibatkan pemadaman apabila terjadi kenaikan beban.

Kontingensi (N-2) Pembangkit. Kondisi kontingensi (N-2) pembangkit adalah suatu kejadian berupa lepas/putusnya dua unit pembangkit dari sistem.

Tegangan bus. Pada saat terjadi gangguan berupa kontingensi (N-2) pada pembangkit atau lepas/putusnya dua pembangkit dari sistem akan mempengaruhi terjadinya perubahan tegangan bus, terutama bus-bus yang berdekatan dengan lokasi gangguan. Perbandingan Profil tegangan bus sistem dari hasil simulasi pada keadaan normal dan kontingensi (N-2) pembangkit kondisi 1 dengan lepasnya unit 1 PLTD ampenan dan unit 3 PLTU Jeranjang dapat dilihat pada Gambar 7.



Gambar 7 Profil tegangan bus pada kondisi normal dan saat kontingensi (N-2) unit pembangkit PLTD Ampenan dan PLTU Jeranjang

Berdasarkan Gambar 7 dapat dilihat bahwa, pada kondisi kontingensi (N-2) unit pembangkit PLTD Ampenan dan PLTU Jeranjang terjadi peningkatan tegangan pada bus GI Ampenan, GI Jeranjang, GI Sengkol, GH Biau, dan PLTD Paokmotong. Peningkatan tegangan paling tinggi terlihat pada bus GI Ampenan dengan tegangan pada kondisi normal adalah sebesar 1,012 dan pada kondisi kontingensi (N-2) naik menjadi 1,020. Selain itu juga terjadi penurunan tegangan pada bus PLTD Taman. Namun, peningkatan dan penurunan tegangan pada bus-bus tersebut masih dalam batas toleransi tegangan SPLN (+5% dan -10%).

Tabel 3. Arus dan pembebanan saluran pada kondisi Normal dan kontingensi (N-2) Pembangkit.

No	Saluran		Nama Saluran	KHA (A)	Arus Normal	
	Dari	Ke			(A)	(%)
1	PLTD Ampenan	PLTD Taman	Kopel A	425	96,925	22,806
2	PLTD Ampenan	PLTD Taman	Kopel B	425	46,167	10,863
3	PLTD Ampenan	GI Ampenan	In Amp 1	425	407,87	95,97
4	PLTD Ampenan	GI Ampenan	In Amp 2	425	633,62	149,09
5	PLTD Ampenan	GH Biau	Amp-Biau	585	85,659	14,643
6	GI Ampenan	PLTD Taman	Kopel C	425	50,304	11,836
7	GI Ampenan	PLTD Taman	Kopel D	425	90,670	21,334
8	GI Jeranjang	GI Ampenan	BAY 1	580	37,383	6,445
9	GI Jeranjang	GI Sengkol	BAY 2	580	46,143	7,955
10	GI Sengkol	GH Biau	Sengkol-Biau	585	51,608	8,821
11	GH Biau	PLTD Paokmotong	Biau-Paokmotong	585	110,85	18,949

Pembebanan Saluran. Berikut hasil simulasi aliran daya saat kondisi normal dan kontingensi (N-2) PLTU Jeranjang unit 3 dan PLTD Ampenan unit 1 ditunjukkan pada Tabel 3.

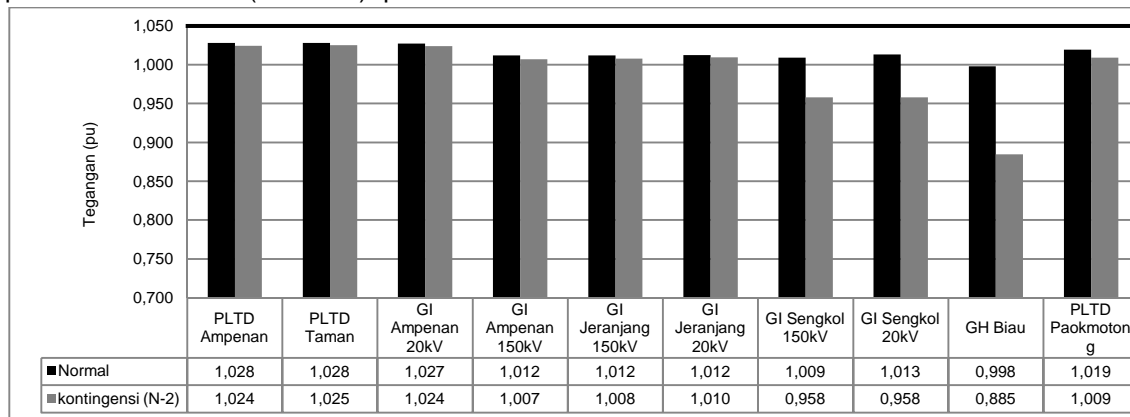
Berdasarkan Tabel 3 tersebut, pada kontingensi (N-2) pembangkit Jeranjang unit 3 dan PLTD Ampenan unit 1 menyebabkan suplai dari Jeranjang menuju GI Ampenan terhenti dan untuk mencukupi kebutuhan

beban pada penyulang yang terhubung ke GI Ampenan maka suplai dikirim dari PLTD Ampenan, namun terjadi pembebanan lebih pada saluran in ampenan 2 yang menghubungkan PLTD Ampenan-GI Ampenan dengan besar pembebanan 149,90% atau 633,62 A lebih besar dari kemampuan hantar arus (KHA) penghantar sebesar 425 A. Selain itu pada kopel in ampenan 1 mengalami pembebanan kritis sebesar 95,97 % . Kondisi ini sangat rawan terjadi pembebanan lebih yang mengakibatkan pemadaman apabila ada kenaikan beban.

Tegangan bus. Berdasarkan simulasi aliran daya, saat terjadi gangguan kontingensi (N-2) pembangkit dapat menyebabkan terjadinya pembebanan lebih (overload) pada saluran.

Berikut hasil simulasi aliran daya pada saluran saat kondisi normal dan kontingensi (N-2) pada pembangkit PLTU Jeranjang unit 3 dan PLTD Ampenan unit 1 ditunjukkan pada Gambar 8.

Berdasarkan Gambar8 dapat dilihat bahwa, pada kasus kontingensi (N-2) pembangkit unit 3 PLTU Jeranjang dan saluran transmisi Jeranjang-Sengkol (BAY 2) terjadi penurunan tegangan paling tinggi terlihat pada bus GH Biau dimana pada kondisi normal tegangan pada bus adalah 0,998 pu kemudian setelah terjadi kontingensi turun hingga melewati batas toleransi tegangan SPLN (-10%) menjadi 0,885 pu.



Gambar8 Profil tegangan bus pada kondisi normal dan saat kontingensi (N-2) pembangkit dan saluran transmisi

Pembebanan Saluran. Berikut hasil simulasi aliran daya pada saluran saat kondisi normal dan kontingensi (N-2) pada unit 3 PLTU Jeranjang dan saluran transmisi Jeranjang-Sengkol (BAY 2) ditunjukkan pada Tabel4.

Tabel4. Arus dan pembebanan saluran pada kondisi Normal dan kontingensi (N-2) pembangkit unit 3 PLTU Jeranjang dan saluran transmisi Jeranjang-Sengkol (BAY 2).

No	Saluran		Nama Saluran	KHA (A)	Arus Normal	
	Dari	Ke			(A)	(%)
1	PLTD Ampenan	PLTD Taman	Kopel A	425	58,845	13,846
2	PLTD Ampenan	PLTD Taman	Kopel B	425	28,029	6,595
3	PLTD Ampenan	GI Ampenan	In Amp 1	425	260,620	61,323
4	PLTD Ampenan	GI Ampenan	In Amp 2	425	404,870	95,264
5	PLTD Ampenan	GH Biau	Amp-Biau	585	563,390	96,306
6	GI Ampenan	PLTD Taman	Kopel C	425	25,191	5,927
7	GI Ampenan	PLTD Taman	Kopel D	425	45,406	10,684
8	GI Jeranjang	GI Ampenan	BAY 1	580	10,002	1,725
9	GI Jeranjang	GI Sengkol	BAY 2	580	-	-
10	GI Sengkol	GH Biau	Sengkol-Biau	585	399,930	68,364
11	GH Biau	PLTD Paokmotong	Biau-Paokmotong	585	198,760	33,975

Berdasarkan Tabel4, pada kontingensi (N-2) unit 3 PLTU Jeranjang dan saluran transmisi Jeranjang-Sengkol (BAY 2) menyebabkan beberapa saluran yaitu saluran kopel in Ampenan 1 dan in Ampenan 2 menjadi rawan karena persentase pembebanan saluran hampir melewati batas kemampuan hantar arus (KHA) dari masing-masing saluran dengan besar persentase pembebanan saluran sebesar 95,264 % dan 96,306 % dari KHA masing-masing saluran.

Total Nilai Perkiraan Energi Tidak Tersuplai (EENS), dan Kemungkinan Kehilangan Beban (LOLE). Total nilai EENS dan LOLE pada kondisi normal, kontingensi (N-1), dan kontingensi (N-2) sistem kelistrikan Lombok tahun 2013 dapat dilihat pada Tabel5.

Tabel5. Nilai EENS dan LOLE pada kondisi normal, kontingensi (N-1), dan kontingensi (N-2) sistem kelistrikan Lombok tahun 2013.

No	Kondisi	Nilai	
		EENS (MWh/tahun)	LOLE (Jam/tahun)
1	Normal	0	0
Kontingensi (N-1)			
2	Kontingensi (N-1) pembangkit	1.091,172	7,311
	Kontingensi (N-1) saluran transmisi	256,710	4,020
Kontingensi (N-2)			
3	Kontingensi (N-2) pembangkit	2.460,818	3,992
	Kontingensi (N-2) pembangkit-saluran transmisi	29.590,38	162,719
	Kontingensi (N-2) saluran	0,541	2,526

Tabel 5 menunjukkan bahwa total nilai perkiraan energi tidak tersuplai (EENS) pada kondisi normal, kontingensi (N-1) pembangkit, kontingensi (N-1) saluran transmisi, kontingensi (N-2) pembangkit, kontingensi (N-1) pembangkit dan saluran transmisi ,dan kontingensi (N-2) saluran transmisi secara berturut-turut adalah 0; 1.091,172; 256,710; 2.460,818; 29.590,384; 0,541 MWh/tahun dan nilai kemungkinan kehilangan beban (LOLE) pada kondisi normal, kontingensi (N-1) pembangkit, kontingensi (N-1) saluran transmisi, kontingensi (N-2) pembangkit, kontingensi (N-1) pembangkit dan saluran transmisi ,dan kontingensi (N-2) saluran transmisi secara berturut-turut adalah 0; 7,311; 4,020; 3,992; 162,719; 2,526 (jam/tahun).

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan. Berdasarkan pembahasan pada bab-bab sebelumnya, dapat diambil beberapa kesimpulan Tugas Akhir ini, yaitu:

1. Pada kondisi normal, tegangan tiap bus masih dalam batas toleransi tegangan SPLN (+5% dan -10%) dan arus saluran di bawah KHAtiap penghantar.
2. Pada kondisi kontingensi (N-1) saluran transmisi menyebabkan penurunan tegangan hingga melewati batas toleransi tegangan SPLN (-10%) pada bus GH Biau sebesar 0,885 pu dan pembebanan lebih pada saluran kopel PLTD Ampenan dengan GH Biau sebesar 122,590 % dari KHA saluran.
3. Pada kondisi kontingensi (N-2) pembangkit dan saluran transmisi, tegangan bus melewati batas toleransi tegangan SPLN (+5% dan -10%) pada GH Biau dan saluran mengalami pembebanan kritis

pada kopel PLTD Ampenan dengan GI Ampenan.

4. Pada kondisi kontingensi (N-2) saluran transmisi, Tegangan tiap bus turun hingga melewati batas toleransi tegangan SPLN (+5% dan -10%) dan arus tiap saluran kopel 20 kV yang tersisa mengalami pembebanan melebihi KHA dari tiap penghantar.
5. Nilai EENS pada kondisi kontingensi melebihi standar *NEM reliability standard* yang menetapkan jumlah perkiraan energi tidak terlayani < 0.002% kebutuhan energi total sistem kelistrikan Lombok tahun 2013.
6. Nilai LOLE pada kondisi normal dan kontingensi (N-1) berada dalam batas standar yang ditetapkan SPLN 68-2:1986 yaitu 29,4 jam/tahun. Namun, pada kondisi kontingensi (N-2) nilai LOLE melebihi nilai standar.

Saran. Pada penelitian ini dilakukan perhitungan nilai keandalan komposit serta keamanan sistem yang ditinjau berdasarkan tegangan bus dan arus saluran. Sebaiknya pada penelitian berikutnya menghitung juga biaya operasi pada masing-masing kondisi.

DAFTAR PUSTAKA

.Billinton, R., 1970, "Power sistem reliability evaluation", Gordon And Breach, Science Publisher, New York.

Brown, Ryan. (ed)., 2004, "Reliability Enhancement of The Avista Electric Power Sistem", Gonzaga University, Spokane.

Chen, Q., 2013, "Composite Power Sistem Vulnerability Evaluation to Cascading Failures Using Importance Sampling and Antithetic Variates", IEEE Transanction on Power Sistem, Vol.28, No.3.

Grainger, John J. dan Stevenson, William D.. 1998, "Power Sistem Analysis", McGraw-Hill International Edition, Singapore.

J. Choi, T. Tran, El-Keib, R. Thomas, H. Oh, R. Billinton., 2005, "A Methode for Transmission Sistem Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria", IEEE Transactions on Power Sistem, Vol. 20, No.3.

Marsudi, Djiteng., 1990, "Operasi Sistem Tenaga Listrik", Balai Penerbit dan Humas ISTN, Jakarta.

M.O. Buygi, H.M. Shanechi, G. Balzer, and M. Shahidehpour., 2003, "Transmission Planning Approaches Restructured Power Sistem", IEEE Power Tech Conf., Bologna, Italy.

PT.PLN (Persero) APDP Mataram,, 2014,
"Evaluasi Operasi Bulanan NTB Bulan Maret
2014", Mataram.

Zimmerman, R.D., Murilli-Sanchez, C.E., dan Gan,
D., 2005, "MATPOWER A MATLABMPower
Sistem Simulation PackageUser'sManual",
Version 3.0.0, PSERC, School of Electrical
Engineering, Cornell University, Ithaca, New
York.