

Studi Analisis Kontingensi pada Jaringan Interkoneksi 150 kV Sub Sistem Aceh

Indra Syahputra ^{#1}, Mahdi Syukri ^{#2}, Rakhmad Syafutra Lubis ^{#3}

[#] Teknik Elektro dan Komputer, Universitas Syiah Kuala
Jalan Tengku Syech Abdur Rauf No. 7, Darussalam, Banda Aceh, Indonesia

¹indra123sp@gmail.com

²mahdisyukri@unsyiah.ac.id

³rakhmadslubis@unsyiah.ac.id

Abstrak— Tujuan dari sistem transmisi adalah menyalurkan daya listrik dari pusat pembangkit ke pusat beban secara aman, efisien, andal dan ekonomis. Untuk memberikan pelayanan yang andal, sistem tenaga listrik harus tetap utuh dan mampu mengatasi berbagai macam gangguan yang mungkin terjadi. Dengan demikian merupakan suatu hal yang sangat penting bahwa sistem harus direncanakan agar dalam keadaan normal maupun dalam keadaan gangguan, sistem tetap mampu menyalurkan energi listrik kepada konsumen. Tugas akhir ini menjelaskan tentang kontingensi yang disebabkan oleh terlepasnya saluran transmisi yang terjadi pada sistem interkoneksi 150 KV Aceh. Akibat terputusnya saluran transmisi menyebabkan perubahan tegangan pada bus, dan overload pada saluran transmisi, sehingga diperlukan perbaikan untuk mengatasi masalah ini dengan sebuah simulasi analisis kontingensi menggunakan ETAP 12.6 untuk menemukan solusi dari masalah yang ditimbulkan akibat terputusnya saluran transmisi. Dari hasil simulasi diketahui bahwa ada tiga bus yang tegangannya turun melewati batas operasi yang diijinkan akibat kontingensi pada saluran penghantar, yaitu Banda Aceh, Lhokseumawe dan Pantan Labu dengan tegangan pada bus Banda Aceh (134.8 KV), Lhokseumawe (134.6 KV) dan Pantan Labu (133.8 KV). Dan juga diketahui bahwa ada satu saluran transmisi yang mengalami pembebanan kritis akibat adanya kontingensi, yaitu saluran antara Lhokseumawe - Arun dengan arus nominal sebesar 84 %. Untuk mengatasi masalah tegangan turun dan pembebanan lebih tersebut maka dilakukan solusi yaitu pelepasan beban (*load shedding*). Hasil dari perhitungan analisis kontingensi dapat digunakan secara optimal untuk perencanaan operasi sistem pembangkitan energi listrik, dengan begitu perencanaan sistem dapat mempengaruhi keandalan dan keamanan dari sistem interkoneksi.

Kata Kunci— Analisis Kontingensi, Aliran Daya, Pelepasan Beban, Sistem Interkoneksi, dan ETAP.

I. PENDAHULUAN

Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik terjadinya suatu gangguan adalah suatu masalah yang tidak dapat dihindari. Banyak gangguan yang terjadi namun bila dilihat dari frekuensi terjadinya gangguan, pada saluran transmisi adalah yang paling sering terjadi. Gangguan-gangguan tersebut seperti terlepasnya salah satu saluran atau yang sering disebut kontingensi (N-1), hubung singkat dan lain-lain. Pada kasus penelitian ini akan membahas kontingensi (N-1) yang terjadi

pada sistem tenaga listrik 150 KV Aceh. Untuk langkah pengamanan dari gangguan sistem tersebut perlu diadakan pemutusan saluran dari jaringan sistem, dengan tidak bekerjanya suatu saluran (*line outage*) maka akan terjadi perubahan parameter listrik, seperti tegangan, arus, dan aliran daya pada saluran-saluran transmisi Aceh akibat dari gangguan tersebut. Dari permasalahan itu diperlukan analisis kontingensi (N-1) untuk mengetahui perubahan arus, tegangan bus dan aliran daya. Hasil dari analisis tersebut dapat digunakan untuk mengidentifikasi elemen-elemen sistem yang lemah. Elemen-elemen sistem yang lemah dapat berupa bus yang tegangannya melanggar batasan operasi dan saluran transmisi yang mengalami pembebanan kritis atau mengalami beban lebih. Setelah elemen-elemen sistem yang lemah teridentifikasi, selanjutnya dilakukan perbaikan pada sistem agar sistem tenaga listrik menjadi lebih efisien dan handal. Sehingga keandalan dan kontinuitas sistem tenaga listrik di Aceh akan tetap terjaga dan berjalan dengan baik.

II. DASAR TEORI

A. Keandalan Sistem Tenaga Listrik

Keandalan suatu sistem tenaga listrik ditentukan oleh penilaian kecukupan (*adequacy assessment*) dan penilaian keamanan (*security assesment*). Penilaian kecukupan berkaitan dengan kemampuan sistem untuk memasok energi listrik ke pelanggan yang memenuhi persyaratan dengan cara yang memuaskan. Penilaian keamanan berkaitan dengan kemampuan sistem tenaga listrik untuk tetap mampu bertahan akibat adanya gangguan yang mendadak seperti hubung singkat atau hilangnya elemen sistem yang tak dapat diantisipasi. Hal ini termasuk respon sistem yang diakibatkan oleh lepasnya pembangkit dan saluran transmisi. Keandalan dan keamanan sistem tenaga listrik dapat dicapai dengan melakukan operasi sistem yang toleran terhadap keluarnya salah satu elemen sistem (*single outage*) ataupun keluarnya lebih dari satu elemen sistem (*multiple outage*). Artinya, dengan keluarnya salah satu elemen sistem (atau lebih) seharusnya tidak menyebabkan keluarnya elemen sistem secara bertingkat (*cascading outage*) yang mengakibatkan pemadaman sebagian atau pemadaman total. Suatu sistem tenaga listrik yang mampu bertahan, utuh, dan tidak mengalami pemadaman akibat keluarnya salah satu elemen

sistem dikatakan sistem tersebut andal atau aman dengan kriteria N-1. Kriteria keandalan keamanan N-1 merupakan kriteria yang fundamental dalam operasi sistem tenaga listrik yang diterima dan dipergunakan hampir di seluruh dunia (universal). Dengan terpenuhinya tingkat keandalan keamanan N-1 secara kasar sama dengan terpenuhinya keseimbangan antara kebutuhan beban dengan jumlah pembangkitan. Dengan demikian suatu sistem tenaga listrik yang andal paling tidak harus memenuhi kriteria keandalan keamanan N-1. Pemenuhan kriteria keandalan N-1 tersebut harus dilakukan dengan tidak mempersoalkan biaya.

Salah satu faktor penting dalam operasi sistem tenaga listrik adalah keinginan untuk mempertahankan keamanan sistem (*system security*). Keamanan sistem meliputi kegiatan yang direncanakan untuk mempertahankan operasi sistem apabila terjadi kegagalan komponen sistem. Sebagai contoh, suatu unit pembangkit mungkin harus keluar sistem (*off-line*) karena kegagalan peralatan pembantu. Dengan mempertahankan sejumlah pembangkit cadangan berputar yang sesuai, unit-unit pembangkit yang tersisa pada sistem dapat mengatasi kekurangan daya tanpa turunnya frekuensi yang terlalu rendah atau tanpa perlu melakukan pemutusan beberapa beban (*load shedding*). Dalam pembangkitan dan pengiriman tenaga listrik, apabila suatu saluran transmisi mengalami kerusakan karena terkena badai sehingga menyebabkan saluran terputus, maka saluran transmisi yang tersisa akan memikul beban yang lebih besar namun masih berada pada batasan yang diijinkan. Peralatan sistem tenaga di desain untuk dioperasikan dalam batasan tertentu, maka kebanyakan peralatan sistem tenaga diproteksi oleh peralatan otomatis yang dapat mengakibatkan peralatan terputus dari sistem jika batasan-batasan dilanggar. Apabila beberapa gangguan terjadi pada suatu sistem yang melanggar batasan operasi, maka kejadian tersebut akan diikuti sederetan aksi lanjutan yang akan memutuskan peralatan dari sistem. Apabila proses kegagalan bertingkat ini berlanjut maka sebagian besar atau keseluruhan sistem akan jatuh sehingga terjadi pemadaman total (*system blackout*) [1].

Sistem tenaga listrik adalah suatu proses yang dimulai dari pembangkitan tenaga listrik, saluran transmisi, sistem distribusi dan beban listrik. Untuk dapat menjaga kelangsungan suplai daya dari pembangkit ke beban, maka harus dicapai suatu keandalan sistem tenaga listrik. Dalam sistem tenaga listrik, terdapat berbagai macam gangguan, baik itu pada pembangkit atau pada saluran transmisi yang membuat sistem tidak lagi dikatakan handal dalam penyaluran daya listrik ke beban. Pentingnya keandalan dalam sistem tenaga listrik dapat diukur dari berbagai macam hal, diantaranya adalah tegangan pada sistem dan interupsi atau seringnya waktu dan jumlah pemadaman listrik dan kualitas dayanya. Menurut Guntoro H (2008) tegangan yang baik adalah tegangan yang stabil pada nilai yang telah ditentukan. Tegangan transmisi dengan besar 150 kV jika pada sistem nilainya tidak stabil. Tegangan pada sistem dapat naik atau turun tergantung pada beban atau elemen yang lain yang langsung mempengaruhi tegangan. *Drop* tegangan yang

diatur dalam SPLN adalah sebesar -10% untuk batas bawah dan +5% untuk batas atas atau 135 kV dan 157,5 kV [2].

B. Kontingensi

Kontingensi adalah suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari satu atau lebih generator atau transmisi (lepasnya salah satu elemen). Gangguan yang terjadi pada sistem dapat menimbulkan perubahan aliran daya pada sistem tenaga listrik. Perubahan daya yang terjadi berbeda-beda tergantung letak titik gangguan. Saat terjadi perubahan aliran daya, terjadi perubahan kuat arus pada saluran dan perubahan tegangan pada bus. Komponen bus dan saluran memiliki rating ketahanan terhadap besar arus dan tegangan tertentu. Oleh karena itu, diperlukan analisis untuk menguji bus dan saluran yang paling kritis terhadap gangguan. Untuk mengevaluasi unjuk kerja dan keandalan sistem tenaga listrik dapat dilakukan dengan menggunakan analisis kontingensi. Analisis kontingensi adalah perhitungan yang digunakan untuk mengevaluasi pengaruh gangguan terhadap kelayakan perubahan tegangan bus dan aliran daya saluran. Dengan membandingkan aliran daya dalam kondisi normal dengan aliran daya dalam kondisi kontingensi. Analisis kontingensi dapat digunakan untuk memprediksi kondisi suatu sistem baik setelah lepasnya satu bagian dari sistem (*single contingency*) atau beberapa bagian sistem secara beruntun (*multiple contingency*). Analisis kontingensi merupakan usaha untuk mengetahui keadaan operasi sistem tenaga listrik saat suatu komponen mengalami gangguan atau bahkan keluar dari sistem. Dengan adanya analisis kontingensi, diharapkan operasi sistem tenaga listrik tetap dapat berjalan dengan aman walaupun terjadi gangguan pada sistem [3].

Analisis kontingensi merupakan suatu analisis yang digunakan untuk memprediksi aliran daya dan kondisi-kondisi tegangan bus bila terjadi gangguan-gangguan yang antara lain: outage saluran transmisi, outage transformer, outage beban, outage unit pembangkit, outage kapasitor/reaktor dan sebagainya. Kontingensi adalah suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari satu atau lebih generator dan/atau transmisi (Ditjen LPE, 2004). Kontingensi N-1 adalah kontingensi yang dihasilkan dari terlepasnya satu komponen sistem yaitu satu saluran transmisi atau satu generator. Kontingensi N-k adalah kontingensi yang dihasilkan dari terlepasnya sejumlah k komponen sistem. Sistem transmisi secara periodik harus dianalisa oleh fungsi kontingensi analisis (CA) untuk memprediksi masalah yang potensial apabila elemen terpilih dari sistem tenaga dikeluarkan (out of service). Fungsi CA harus menggunakan hasil hitungan *state estimation* sebagai "*base case*" dan memeriksa kasus kontingensi tertentu untuk menetapkan apakah ada *overload* yang potensial atau masalah tegangan yang muncul [4].

C. Pembagian Analisis Kontingensi

Analisis kontingensi tunggal (*single contingency*) merupakan analisis kontingensi setelah terputusnya aliran listrik (*outage*) pada salah satu bagian sistem, artinya tidak

terjadi dua pemutusan secara bersamaan. Pemutusan dapat terjadi karena salah satu saluran atau transformator lepas dari sistem, generator lepas, atau terjadi pergeseran pembangkitan.

Analisis multi kontingensi (*multiple contingency*) merupakan apabila terjadi dua kontingensi tunggal berturut-turut atau simultan, perhitungan perubahan arus yang mengalir melalui setiap saluran dapat dilakukan dengan mengkombinasikan faktor-faktor distribusi dari kontingensi tunggal yang sudah dihitung lebih dahulu pada studi kontingensi tunggal.

D. Seleksi Kontingensi

Untuk melakukan pengelompokan saluran maka diperlukan suatu parameter yang dapat dipakai untuk menghitung seberapa parah pengaruh saluran tersebut pada sistem tenaga, ide Performasi Index (IP) dapat memenuhi kebutuhan ini. Definisi performasi index (IP) adalah sebagai berikut:

$$IP = \frac{P}{P_{max}} \quad (1)$$

Penjelasan rumus di atas :

IP : Performasi index

P : Daya yang mengalir pada saluran

P_{max} : Kapasitas maximum saluran.

Bila nilai IP lebih dari 1 maka nilai ini dikatakan overload dan bila dibawah 1 maka saluran tersebut baik-baik saja, semakin besar nilai PI semakin jelek kondisi dari sistem [5].

E. Pembebanan (Loading) Dalam Performance Index

Untuk lebih mendekati kondisi sebenarnya, maka dalam penelitian ini pembebanan dinyatakan sebagai perbandingan arus yang mengalir pada saluran I dengan arus maksimum yang diperbolehkan melaluinya (kapasitas penyaluran arus atau *ampacity*). Dalam bentuk formula dituliskan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Loading} &= \frac{Il}{Il^{max}} \\ \text{dimana } Il &= \frac{Pl}{\sqrt{3} \cdot Vi \cdot \cos\phi} \\ \phi &= \arccos\left(\frac{Ql}{Pl}\right) \end{aligned} \quad (2)$$

TABEL I
KAPASITAS PENYALURAN ARUS PENGHANTAR ACSR

(mm2)	kcmil	ampacity (A)	derating 80% (A)
240	473	665	532
330	651	790	632
435	858	930	744

Sedangkan $\max I I$ (*ampacity*) diperoleh dari tabel Standar Nilai Karakteristik untuk Konduktor yang dikeluarkan oleh ACA (Aluminium Company of America), yang disesuaikan

dengan jenis konduktor yang dipakai sebagai saluran transmisi [6].

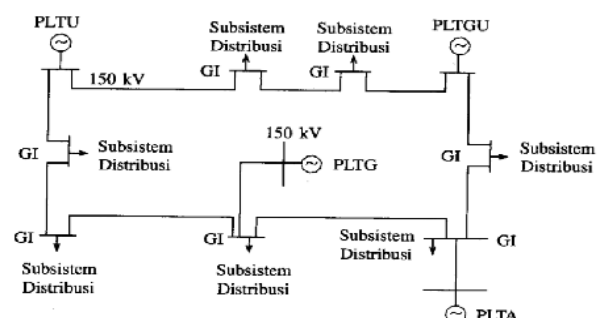
F. Sistem Pelepasan Beban (Load Shedding)

Load shedding merupakan akibat adanya kontingensi dalam sistem pembangkit. *Load shedding* sendiri adalah pengurangan beban yang dilakukan secara sengaja akibat terjadi abnormal pada sistem pembangkit. Kemampuan kapasitas penghantar harus memperhatikan luas penampang konduktor, bahan penyusun konstruksi konduktor, dan suhu konduktor. Pelepasan beban merupakan salah satu fenomena yang terjadi disuatu sistem tenaga listrik yang mengijinkan adanya beberapa beban keluar dari sistem, sehingga menghasilkan kestabilan sistem tenaga listrik. Hal ini biasanya disebabkan karena beban lebih pada sistem, sehingga untuk mengembalikan kondisi sistem seperti sediakala diperlukan pelepasan beberapa beban tertentu. Menurut Rahman S (2010) adanya ketidaknormalan yang disebabkan oleh terjadinya beban lebih pada umumnya dipicu oleh beberapa hal, antara lain:

- Adanya pembangkit yang lepas dari sistem yang mengakibatkan beban yang seharusnya disuplai oleh pembangkit tersebut menjadi tanggungan pembangkit lain.
- Adanya gangguan pada saluran transmisi sehingga ada beberapa beban yang tidak dapat suplai oleh salah satu pembangkit dalam sistem interkoneksi [7].

G. Sistem Interkoneksi

Sistem interkoneksi adalah sebuah jaringan penghubung antar beberapa pembangkit yang mensuplai pelanggan yang ada dalam sistem. Listrik yang dihasilkan oleh semua pembangkit dikumpulkan menjadi satu dan disalurkan ke seluruh sistem interkoneksinya. Sistem tenaga listrik yang terdiri dari beberapa pusat listrik dan gardu induk (GI) yang diinterkoneksikan (dihubungkan satu sama lain) melalui saluran transmisi dan melayani beban yang ada pada seluruh gardu induk (GI). Gambar 2.7 menggambarkan sebuah sistem interkoneksi yang terdiri dari PLTA, sebuah PLTU, sebuah PLTG serta 7 buah GI yang satu sama lain dihubungkan oleh saluran transmisi. Disetiap GI terdapat beban berupa subsistem distribusi. Secara listrik, masing-masing subsistem distribusi tidak terhubung satu sama lain.



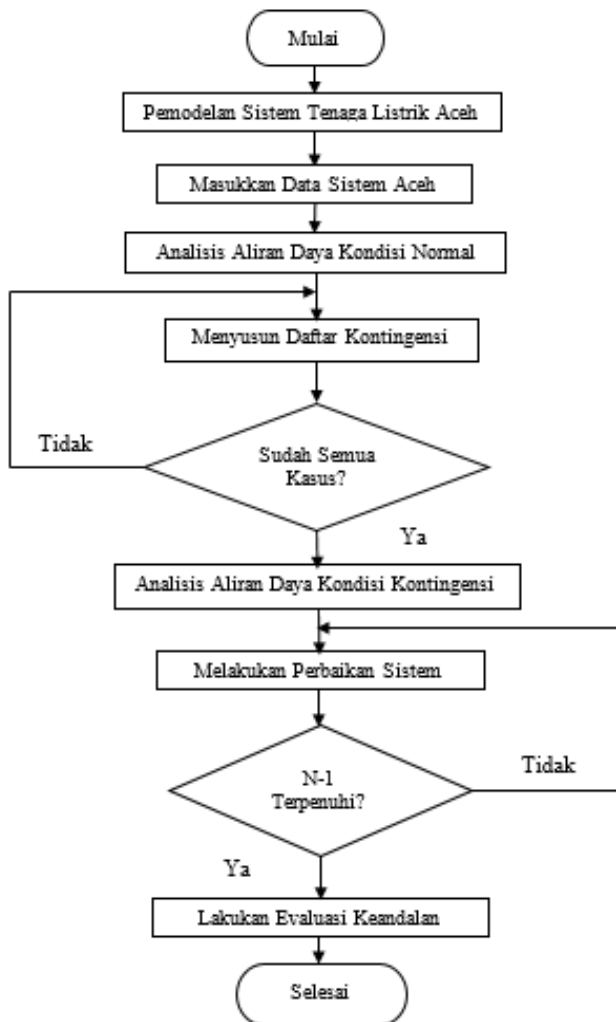
Gambar 1 Skema sistem interkoneksi [8]

Dalam sistem interkoneksi, semua pembangkit perlu dikoordinir agar dicapai biaya pembangkitan yang minimum, tentunya dengan tetap memperhatikan mutu serta keandalan. Mutu dan keandalan penyediaan tenaga listrik menyangkut frekuensi, tegangan, dan gangguan. Demikian pula masalah penyaluran daya yang juga perlu diamati dalam sistem interkoneksi agar tidak ada peralatan penyaluran (transmisi) yang mengalami beban lebih [8].

III. METODE PENELITIAN

A. Tahapan Penelitian

Tahapan penelitian ditunjukkan oleh diagram alir berikut ini :



Gambar 2 Diagram alir tahapan penelitian

Penjelasan dari tahap penelitian pada gambar diagram aliran di atas adalah sebagai berikut :

1) *Studi Literatur*: Merupakan langkah paling awal dalam melakukan penelitian ini yaitu dengan membaca dan mencari informasi yang berkaitan dengan jaringan transmisi, perhitungan aliran daya, dan cara penggunaan program ETAP 12.6.0 untuk mensimulasikan studi aliran daya.

2) *Pengumpulan Bahan Penelitian*: Setelah melakukan studi literatur dilanjutkan dengan melakukan pengumpulan bahan penelitian yaitu data-data yang berkaitan dengan sistem transmisi 150 kV Aceh, mulai dari pembangkitan sampai beban tiap gardu induk. Disini penulis melakukan pengumpulan data dengan cara melakukan *survey* data serta melakukan tanya jawab terhadap *supervisor* serta teknisi yang ada di bagian P3BS UPT Banda Aceh. Data yang diperoleh adalah :

- Data single line diagram sistem interkoneksi 150 kV Aceh
- Data beban puncak setiap gardu induk di Aceh
- Data saluran transmisi pada sistem interkoneksi 150 kV Aceh
- Data pembangkit yang terhubung pada sistem interkoneksi 150 kV Aceh
- Data transformator yang terpasang pada setiap gardu induk di Aceh

3) *Simulasi aliran daya*: Simulasi aliran daya untuk sistem interkoneksi 150 kV Aceh dalam keadaan normal dan keadaan gangguan kontingensi N-1. Simulasi gangguan kontingensi N-1 terhadap sistem interkoneksi 150 kV Aceh. Data yang didapatkan berupa simulasi tanpa gangguan kontingensi N-1 dan adanya gangguan kontingensi N-1 pada sistem interkoneksi 150 kV Aceh. Data tersebut dicatat dan dilakukan terhadap kedua simulasi.

B. Prosedur Penelitian

Alat atau instrumen yang digunakan dalam penelitian ini adalah berupa Laptop / Komputer (PC) dan perangkat lunak program ETAP (*Electrical Transient Analyzer Program*) versi 12.6.0 yang digunakan untuk menganalisis aliran daya sistem tenaga listrik. Sedangkan pengambilan data dilakukan dengan dokumentasi yang berupa data operasi sistem tenaga listrik. Kemudian dilakukan :

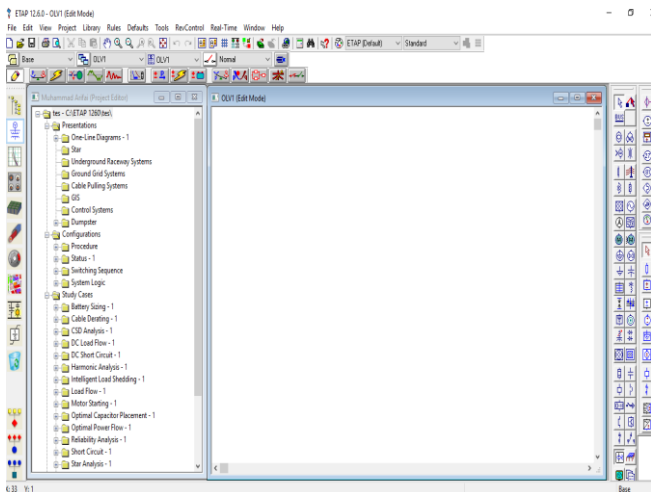
- Studi literatur tentang sistem jaringan transmisi, aliran daya, dan prosedur penggunaan ETAP 12.6.0
- Pengumpulan data meliputi single line diagram, data saluran transmisi, data beban puncak setiap gardu induk, data setiap pembangkit yang terhubung dalam sistem transmisi 150 kV yang diperoleh dari P3BS UPT Banda Aceh.
- Pemodelan single line diagram dengan menggunakan program simulasi ETAP, dan memasukkan parameter dengan data yang didapatkan dari bahan-bahan yang diperoleh meliputi data saluran transmisi, beban, trafo, dan pembangkit.
- Simulasi aliran daya tanpa adanya gangguan kontingensi N-1 (keadaan normal) dengan menggunakan ETAP. Pada penelitian ini dilakukan studi aliran daya pada sistem interkoneksi 150 kV Sumbagut-Sub Aceh. Studi aliran daya yang dilakukan menggunakan metode gauss-seidel.
- Pemilihan metode gauss-seidel dikarenakan bentuk saluran interkoneksi 150 kV Sumbagut-Sub Aceh adalah tipe radial.

Simulasi aliran daya yang dilakukan dengan adanya gangguan kontingensi N-1 menggunakan ETAP. Pada penelitian ini dilakukan studi aliran daya pada sistem interkoneksi 150 kV Sumbagut-Sub Aceh. Berdasarkan hasil pada simulasi yang dilakukan, akan didapatkan nilai tegangan dan arus yang ditampilkan.

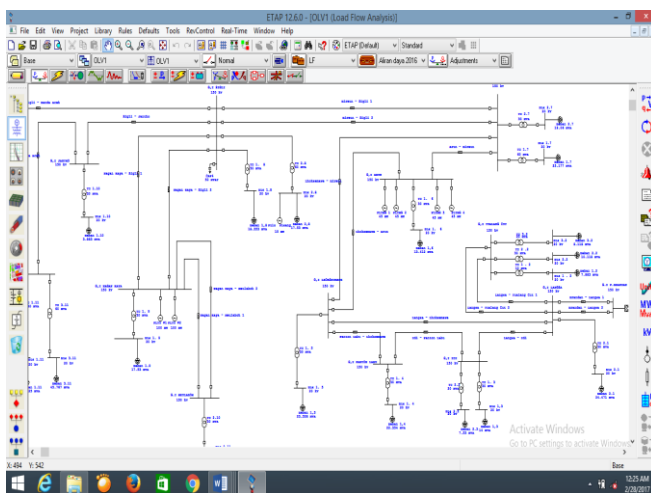
C. Rencana Pengolahan Data/Analisis

Analisis data dilakukan dengan simulasi program analisis aliran daya (*load flow analysis*) menggunakan perangkat lunak program ETAP versi 12.6.0. Analisis aliran daya diterapkan pada kondisi normal dan pada kondisi kontingensi N-1. Berikut ini adalah komponen-komponen ETAP 12.6.0 beserta langkah-langkah dalam membuat *single line diagram* dan menjalankan *load flow* sesuai dengan yang terdapat dalam tahapan penelitian pada gambar 2 sebelumnya :

1) *Membuat single line diagram*: Pada gambar 4 terdapat ruang untuk menggambar *single line diagram* dengan menggunakan *template* yang terletak pada *toolbar* sebelah kanan. *Single line diagram* akan dibuat seperti yang terlihat pada gambar 4 :



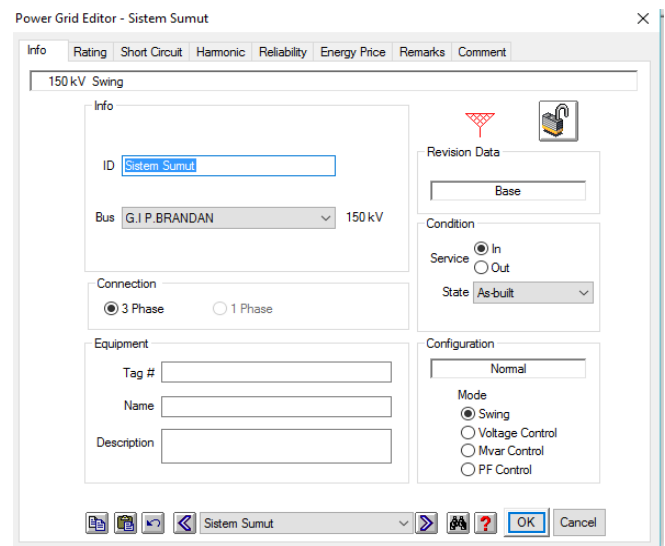
Gambar 4 Tampilan ETAP 12.6.0 untuk membuat *single line diagram*



Gambar 5 *Single line diagram* sub sistem aceh yang dirangkai

Langkah pertama yang dilakukan adalah membuat *single line diagram* subsistem Aceh seperti yang ditampilkan pada gambar 5 di atas. *Single line diagram* yang lebih jelas dapat dilihat pada lampiran B. Pemodelan subsistem Aceh menggunakan ETAP 12.6.0 berdasarkan data *single line diagram* yang di dapat dari UPT Banda Aceh dan dilihat pada lampiran A.

2) *Masukan data peralatan*: Data ini untuk studi aliran daya yang diperlukan pada ETAP 12.6.0 dimasukkan. Data peralatan-peralatan yang dimasukkan meliputi data generator atau pembangkit, data transformator, data beban, *rating* bus, data saluran dan black out. Berikut ini adalah gambar tampilan dari beberapa data peralatan yang dimasukkan pada ETAP 12.6.0 :



Gambar 6 Tampilan data *slack bus* pada ETAP 12.6.0

Dari gambar 6 di atas terlihat tampilan data yang dimasukkan untuk menentukan *slack bus* dari subsistem Aceh. Pemilihan model *swing* diperlukan untuk menetapkan bus Pangkalan Brandan sebagai *slack bus* dengan tegangan bus nominalnya adalah 150 kV.

Gambar 7 Tampilan data saluran pada ETAP 12.6.0

Data saluran yang dimasukkan dalam ETAP 12.6.0 seperti pada gambar 7 adalah nilai dari impedansi saluran yang telah diperhitungkan jaraknya. Nilai impedansi dari saluran dapat dilihat pada lampiran A.

Gambar 8 Tampilan data transformator pada ETAP 12.6.0

Data transformator yang dimasukkan adalah nilai kapasitas transformator serta nilai tegangan pada sisi primer dan sisi sekunder. Transformator yang terpasang pada setiap gardu induk di subsistem Aceh dapat dilihat pada *single line diagram* pada lampiran A. Nilai beban yang terhubung pada transformator diambil pada saat kondisi beban puncak pada bulan Oktober 2016 dan dapat dilihat pada lampiran A. Tampilan data beban dapat dilihat pada gambar 9.

Motor Load	Static Load				
Loading Category	% Loading	MW	Mvar	MW	Mvar
1 Design	100	0	0	6.7	4.152
2 Normal	100	0	0	6.7	4.152
3 Brake	0	0	0	0	0
4 Winter Load	0	0	0	0	0
5 Summer Load	0	0	0	0	0
6 FL Reject	0	0	0	0	0
7 Emergency	0	0	0	0	0
8 Shutdown	0	0	0	0	0

Gambar 9 Tampilan data beban pada ETAP 12.6.0

3) Masukkan data *Load Flow Study Case (LFSC)*: *Load Flow Study Case (LFSC)* merupakan masalah yang ditinjau untuk studi aliran daya. LFSC meliputi metode *Newton-Raphson*, *Fast-Decoupled*, dan *Gauss-Seidell*. LFSC yang digunakan untuk analisis aliran daya pada sistem kelistrikan 150kV Aceh terlihat pada gambar 10.

Gambar 10 Tampilan data load flow study case

Setelah didapatkan hasil simulasi aliran daya pada kondisi sistem dalam keadaan normal, langkah selanjutnya sama seperti sebelumnya yaitu dimulai dengan menggambar *single line diagram* dengan memasukkan data sama seperti sebelumnya, dan kemudian disimulasikan pada kondisi sistem dalam keadaan kontingensi terhadap saluran interkoneksi 150 KV subsistem Aceh. Sehingga di dapat hasil dari simulasi tersebut yang dapat dilihat pada lampiran C, kemudian dibandingkan hasil keadaan normal dan keadaan kontingensi N-1.

IV. HASIL DAN ANALISIS

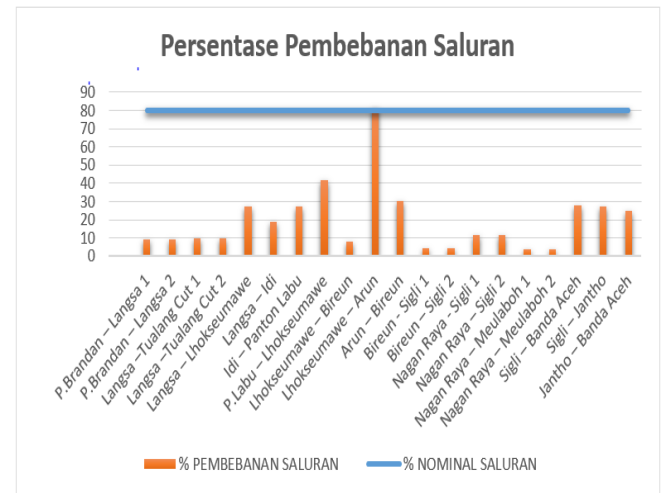
A. Simulasi Pada Kondisi Beban Puncak

Hasil dari simulasi pada saat sistem dalam keadaan normal, yang akan dicatat adalah elemen-elemen yang mengalami gangguan yaitu tegangan pada setiap gardu induk pada saat beban puncak.

TABEL II
DATA TEGANGAN BEBAN PUNCAK HASIL SIMULASI PADA KEADAAN NORMAL

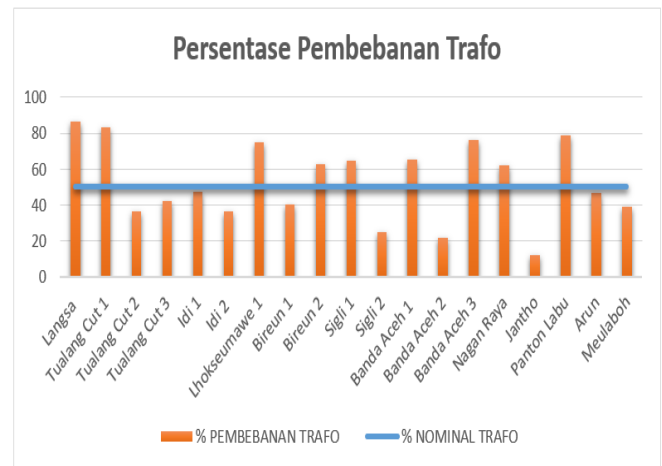
Nama Rel Gardu Induk	Nominal kv	Tegangan Beban Puncak	
		Tegangan (kv)	Tegangan kerja (%)
Arun	150	150	100
Banda Aceh	150	139.3	92.89
Bireun	150	145	96.54
Idi	150	142.7	95.11
Jantho	150	140.5	93.65
Langsa	150	144.1	96.09
Lhokseumawe	150	146.5	97.7
Nagan Raya	150	150	100
Tualang Cut	150	143.4	95.57
Panton Labu	150	143.9	95.96
Sigli	150	143.2	95.5
Meulaboh	150	149.8	99.86
P.Brandan	150	150	100

Dari hasil simulasi yang ditampilkan pada tabel II di atas memperlihatkan bahwa nilai tegangan pada setiap gardu induk mengalami jatuh tegangan, tetapi masih di dalam batasan SPLN. Hal ini dipengaruhi oleh panjangnya saluran transmisi, serta tahanan konduktor saat penyaluran sehingga menyebabkan terjadinya jatuh tegangan pada gardu induk beban. Menurut standar PLN No 1 tahun 1995 mengenai tegangan standar, tegangan di setiap gardu induk tidak boleh melebihi (*over voltage*) 5% dan kurang (*under voltage*) 10%. Dan dari tabel 4.4 juga dapat dilihat bahwa tegangan tertinggi terdapat pada rel gardu induk pembangkitan, yaitu gardu Arun dan gardu Nagan Raya yang menjadi tempat PLTMG Arun dan PLTU Nagan Raya. Sedangkan tegangan terendah terdapat pada gardu induk Banda Aceh sebesar (139.3 KV). Hal ini dikarenakan panjangnya saluran menuju gardu induk Banda Aceh, serta tingginya beban puncak yang terdapat di area Banda Aceh.



Gambar 11 Grafik persentase pembebanan saluran

Pada gambar 11 terlihat bahwa terdapat satu saluran yang melewati batas nominal saluran yang ditetapkan sebesar 80% yaitu saluran Lhokseumawe – Arun. Ini harus segera diatasi karena dapat mengakibatkan gangguan pada saluran, dan membahayakan sistem interkoneksi Aceh. Adapun solusi yang dilakukan pada simulasi ini dengan load shedding (pelepasan beban).

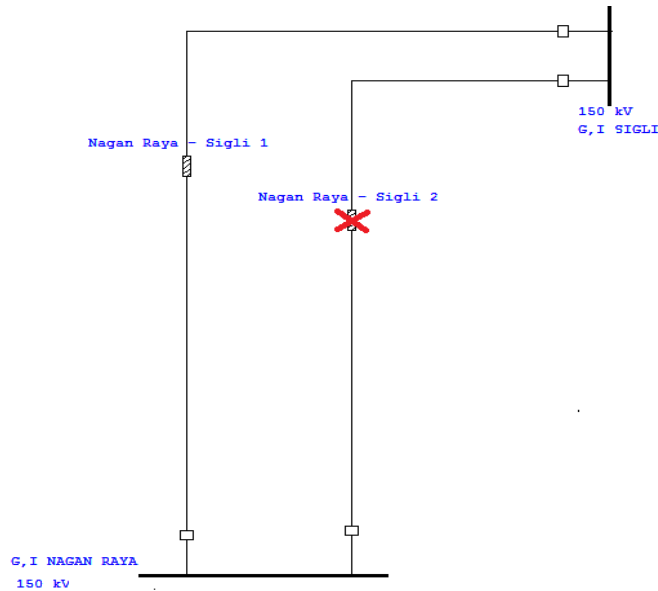


Gambar 12 Grafik persentase pembebanan trafo

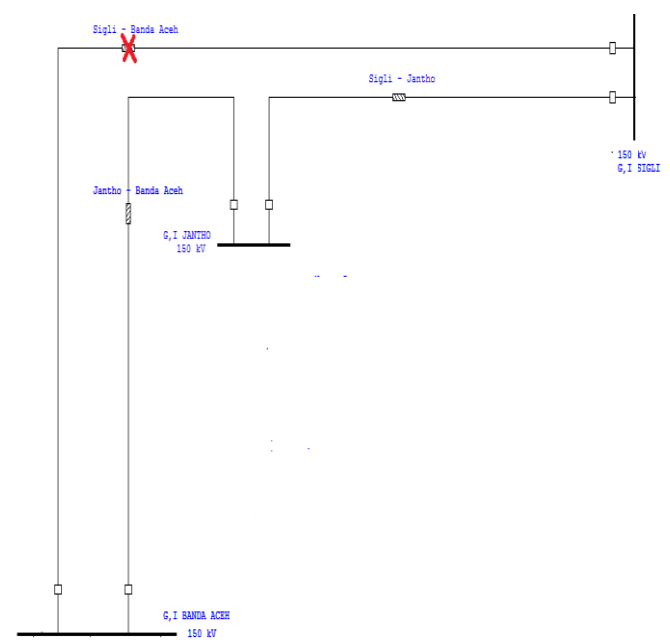
Pada gambar 12 terlihat bahwa terdapat 9 unit trafo yang mengalami pembebanan di atas 50% yaitu Langsa, Tualang Cut 1, Lhokseumawe 1, Bireun 2, Sigli 1, Banda Aceh 1, Banda Aceh 3, Nagan Raya, dan Panton Labu. Maka dilakukan perbaikan untuk mengatasi masalah tersebut dengan cara load shedding atau pelepasan beban supaya pembebanan trafo tidak melewati batas nominal yang telah ditetapkan.

B. Simulasi Pada Kondisi Kontingensi

Sama seperti sebelumnya, bahwa data yang akan dicatat pada tabel-tabel di bawah ini hanyalah pada elemen-elemen yang mengalami gangguan saja. Berikut ini adalah beberapa temuan dari hasil simulasi :

1) *Kontingensi 1:*

Gambar 13 Kontingensi (1) nagan raya - sigli 2

2) *Kontingensi 2:*

Gambar 14 Kontingensi (2) sigli – banda aceh

TABEL III
HASIL SIMULASI KONTINGENSI SALURAN NAGAN RAYA – SIGLI 2

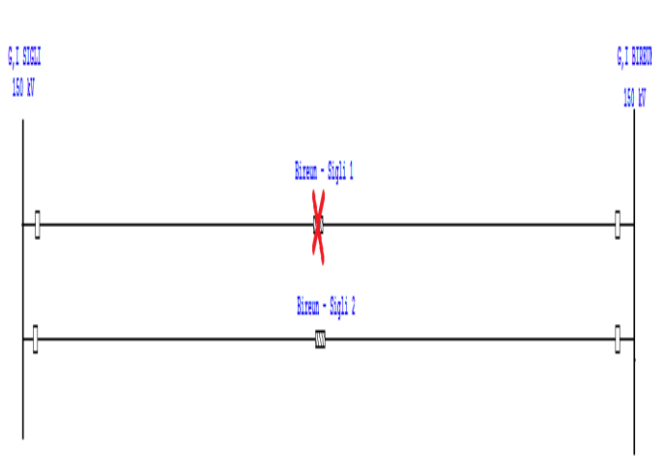
Kondisi	Rel	Teg. Rel (KV)	Saluran	I Nom (A)	I Saluran (%)
Normal	NRA	150	NRA – SGL 1	1800	11.5
	SGL	143.2	NRA – SGL 2	1800	11.5
	MBO	149.8			
	JTO	140.5			
	BAC	139.3			
	BRN	145			
Gangguan	NRA	150	NRA – SGL 1	1800	22.6
	SGL	140.7	NRA – SGL 2	1800	—
	MBO	149.8			
	JTO	138.2			
	BAC	137.3			
	BRN	143.9			

Dari tabel III terlihat bahwa dengan lepasnya saluran Nagan Raya – Sigli 2, sehingga membuat saluran Nagan Raya – Sigli 1 mengalami kenaikan pembebanan, tetapi tidak melebihi arus nominalnya. Jika nilai arus (dalam persen) pada tabel di atas diubah ke dalam satuan *ampere*, maka nilainya adalah 407.2 A. Pada kontingensi 1, terjadi *drop* tegangan pada rel Banda Aceh dan Jantho. Kedua tegangan pada rel tersebut masih dalam batas yang diijinkan SPLN.

TABEL IV
HASIL SIMULASI KONTINGENSI SALURAN SIGLI – BANDA ACEH

Kondisi	Rel	Teg. Rel (KV)	Saluran	I Nom (A)	I Saluran (%)
Normal	SGL	143.2	SGL – BAC	570	28
	BAC	139.3	SGL – JTO	570	27.4
	JTO	140.5			
	BRN	145			
	NRA	150			
Gangguan	SGL	143.5	SGL – BAC	570	—
	BAC	134.8	SGL – JTO	570	53
	JTO	137.4			
	BRN	144.9			
	NRA	150			

Dari tabel IV terlihat bahwa dengan lepasnya saluran Sigli – Banda Aceh, pembebanan saluran Sigli – Banda Aceh yang lain mengalami kenaikan, akan tetapi tidak melebihi nilai dari arus nominalnya. Sementara itu, terdapat satu rel tegangan mengalami penurunan dibawah SPLN, yaitu rel Banda Aceh dari nilainya 139.3 kV menjadi 134.8 kV.

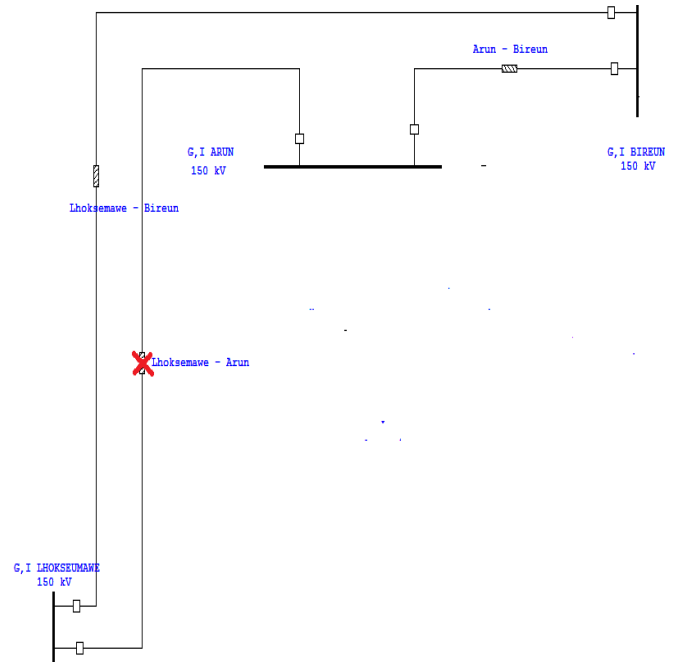
3) *Kontingensi 3:*

Gambar 15 Kontingensi (3) bireun 1 – sigli

TABEL V
HASIL SIMULASI KONTINGENSI SALURAN BIREUN – SIGLI 1

Kondisi	Rel	Teg. Rel (KV)	Saluran	I Nom (A)	I Saluran (%)
Normal	BRN	145	BRN – SGL 2	570	4.6
	SGL	143.2	BRN – SGL 1	570	4.6
	LSW ARUN	146.5 150			
Gangguan	BRN	145.1	BRN – SGL 2	570	13.2
	SGL	142.9	BRN – SGL 1	570	–
	LSW ARUN	146.6 150			

Dari tabel V terlihat bahwa dengan lepasnya saluran Bireun – Sigli 1 dari sistem, pembebanan saluran Bireun – Sigli 2 mengalami kenaikan, tetapi tidak melebihi nilai I nominalnya. Sementara itu, tegangan pada rel Sigli mengalami penurunan dari 143.2 kV menjadi 142.9 kV dan nilainya berada standar yang diijinkan SPLN.

4) *Kontingensi 4:*

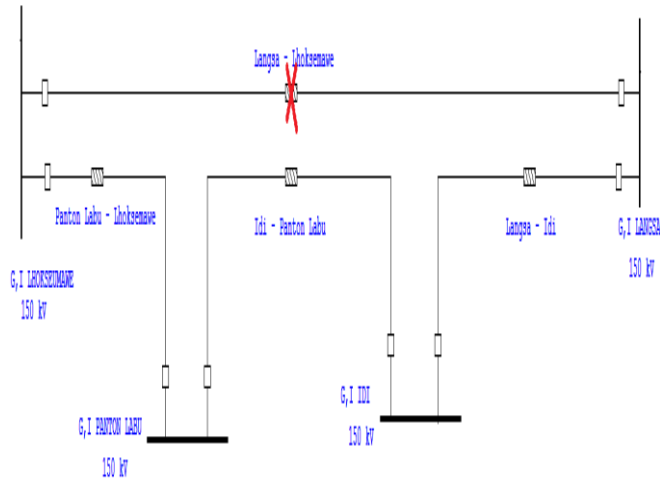
Gambar 16 Kontingensi (4) lhokseumawe – arun

TABEL VI
HASIL SIMULASI KONTINGENSI SALURAN LHOKEUMAWE – ARUN

Kondisi	Rel	Teg. Rel (KV)	Saluran	I Nom (A)	I Saluran (%)
Normal	LSW	146.5	LSW – ARUN	570	81.3
	BRN	145	LSW – BRN	570	7.9
	ARUN	150			
	PLB LSA	143.9 144.1			
Gangguan	LSW	134.6	LSW – ARUN	570	–
	BRN	139.8	LSW – BRN	570	84
	ARUN	150			
	PLB LSA	133.8 139.6			

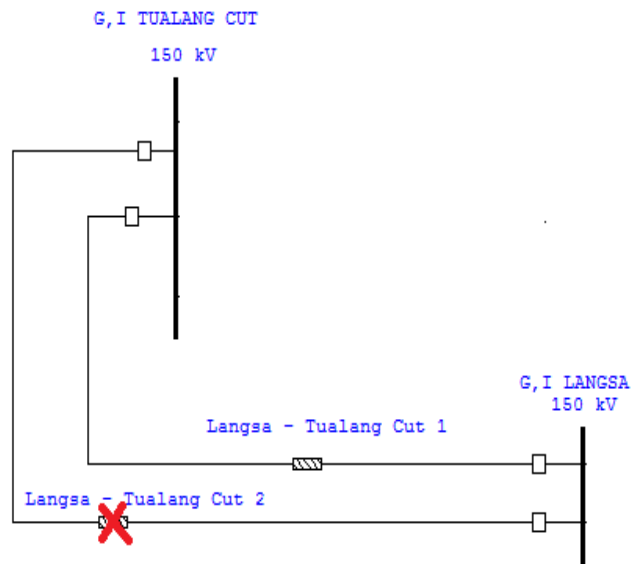
Dari tabel VI terlihat bahwa lepasnya saluran Lhokseumawe – Arun menyebabkan saluran Lhokseumawe – Bireun mengalami kenaikan pembebanan, tetapi tidak melebihi nilai arus nominalnya. Sementara itu, dengan lepasnya salah satu saluran Lhokseumawe - Arun, menyebabkan tegangan pada dua rel Lhokseumawe dan Pantan Labu mengalami penurunan di bawah yang diijinkan SPLN.

5) Kontingensi 5:



Gambar 17 Kontingensi (5) langsa – lhokseumawe

6) Kontingensi 6:



Gambar 18 Kontingensi (6) langsa – lhokseumawe

TABEL VII
HASIL SIMULASI KONTINGENSI SALURAN LANGSA – TUALANG CUT

Kondisi	Rel	Teg. Rel (KV)	Saluran	I Nom (A)	I Saluran (%)
Normal	LSA	144.1	LSA – LSW	570	27.2
	LSW	146.5	LSA – LSW	570	27.2
	IDI	142.7			
	TCU	143.4			
Gangguan	LSA	143.3	LSA – LSW	570	–
	LSW	146.5	LSA – LSW	570	58.8
	IDI	141.5			
	TCU	142.5			

Dari tabel VII terlihat bahwa dengan lepasnya saluran Langsa – Lhokseumawe menyebabkan pembebanan pada saluran Langsa – Lhokseumawe yang lain mengalami kenaikan, tetapi nilainya tidak melebihi arus nominalnya. Sementara itu tegangan pada rel Langsa, Lhokseumawe, Idi, dan Tualang Cut mengalami penurunan nilai tegangan, akan tetapi nilai tegangan dari ke empat rel tersebut berada dalam batas yang diijinkan SPLN.

TABEL VIII
HASIL SIMULASI KONTINGENSI SALURAN LANGSA – TUALANG CUT

Kondisi	Rel	Teg. Rel (KV)	Saluran	I Nom (A)	I Saluran (%)
Normal	LSA	144.1	LSA – TCU 1	570	9.8
	TCU	143.4	LSA – TCU 2	570	9.8
Gangguan	LSA	144.1	LSA – TCU 1	570	19.4
	TCU	142.6	LSA – TCU 2	570	–

Dari tabel VIII terlihat bahwa dengan lepasnya saluran Langsa – Tualang Cut 2, menyebabkan kenaikan pembebanan pada saluran Langsa – Tualang Cut 1, tetapi tidak melebihi nilai dari arus nominalnya. Sementara itu, dengan lepasnya saluran Langsa – Tualang Cut 2 menyebabkan tegangan pada rel Tualang Cut 1 mengalami penurunan nilai tegangan, yaitu dari 143.4 kV menjadi 142.6 kV dan nilainya berada dalam standar SPLN. Maka dari keenam kasus kontingensi di atas, telah menyebabkan masalah. Perlu dilakukan solusi untuk memperbaiki sistem.

C. Solusi Simulasi

Dari keenam temuan pada kasus kontingensi di atas, dicari solusi untuk memperbaiki sistem, adapun solusi yang digunakan dalam penelitian ini adalah dengan pelepasan beban atau sering disebut dengan *load shedding*.

TABEL IX
PELEPASAN BEBAN MASING - MASING KASUS

No	Solusi	Beban Yang Dilepas Trafo	Daya (MVA)	Keterangan
1	LS2	NRA, SGL, MBO, JTO, BAC, BRN	7.7	Solusi untuk kontingensi 1
2	LS3	SGL, BAC, JTO, BRN, NRA	11.8	Solusi untuk kontingensi 2
3	LS4	BRN, SGL, LSW, ARUN	2.8	Solusi untuk kontingensi 3
4	LS5	LSW, BRN, ARUN, PLB, LSA	12.0	Solusi untuk kontingensi 4
5	LS6	LSA, LSW, IDI, TCU	5.9	Solusi untuk kontingensi 5
6	LS7	LSA, TCU	1.7	Solusi untuk kontingensi 6

1) *Load Shedding 1 (LS1)*: Simulasi *load shedding* yang kedua adalah LS1 yang merupakan solusi untuk kasus kontingensi 1, yaitu adanya gangguan pada saluran Nagan Raya – Sigli 2 yang menyebabkan saluran tersebut terlepas dari sistem. Berikut adalah data pelepasan beban untuk solusi LS1 :

TABEL X
DATA BEBAN DILEPAS PADA LS1

NO	ID BEBAN	BEBAN (MVA)	
		SEBELUM LS1	SESUDAH LS1
1	NRA	18	17.5
2	SGL	36.1	35.4
3	MBO	18.5	18
4	JTO	3.7	3.5
5	BAC	104.7	100
6	BRN	41.3	41

Dari hasil *load shedding* pada tabel 9, didapatkan hasil simulasi sebagai berikut :

TABEL XI
HASIL SIMULASI SOLUSI LS1

Kondisi	Rel	Teg. Rel (KV)	Saluran	I Nom (A)	I Saluran (%)
Sebelum LS1	NRA	150	NRA – SGL 1	1800	12.1
	SGL	140.7	NRA – SGL 2	1800	12.1
	MBO	149.8			
	JTO	138.2			
	BAC	137.3			
Sesudah LS1	BRN	143.9			
	NRA	150	NRA – SGL 1	1800	23.5
	SGL	140.9	NRA – SGL 2	1800	–
	MBO	149.9			
	JTO	139.2			
	BAC	138.5			
	BRN	144			

Dari tabel XI dapat disimpulkan bahwa dengan cara pelepasan beban sebesar 7.7 MVA atau sebesar 2.5 % dari total daya ketika kontingensi 1, membuat pembebanan saluran mengalami penurunan dan tegangan pada rel gardu induk berada pada batas SPLN.

2) *Load Shedding 2 (LS2)*: Simulasi *load shedding* yang ketiga adalah LS2 yang merupakan solusi untuk kasus kontingensi 2, yaitu adanya gangguan pada saluran Sigli–Banda Aceh yang menyebabkan saluran tersebut terlepas dari sistem. Berikut adalah data pelepasan beban untuk solusi LS2 :

TABEL XII
DATA BEBAN DILEPAS PADA LS2

NO	ID BEBAN	BEBAN (MVA)	
		SEBELUM LS2	SESUDAH LS2
1	SGL	36.1	35.8
2	BAC	109	100
3	JTO	3.7	3.5
4	BRN	41.3	40
5	NRA	18	17

Dari hasil *load shedding* pada tabel 11, didapatkan hasil simulasi sebagai berikut :

TABEL XIII
HASIL SIMULASI SOLUSI LS2

Kondisi	Rel	Teg. Rel (KV)	Saluran	I Nom (A)	I Saluran (%)
Sebelum LS2	SGL	143.5	SGL – BAC SGL – BAC	570	28
	BAC	134.8		570	27.4
	JTO	137.4			
	BRN	144.9			
	NRA	150			
Sesudah LS2	SGL	144.4	SGL – BAC SGL – BAC	570	–
	BAC	135.5		570	24.4
	JTO	138.3			
	BRN	145.2			
	NRA	150			

Dari tabel XIII dapat disimpulkan bahwa dengan cara pelepasan beban sebesar 72.1 MVA atau sebesar 11.8 % dari total daya ketika kontingensi 2, membuat pembebanan saluran mengalami penurunan dan tegangan pada rel Banda Aceh mengalami perubahan nilai menjadi normal, yaitu berada pada batas SPLN dengan nilai tegangan sebesar 135.3 kV.

3) *Load Shedding 3 (LS3)*: Simulasi *load shedding* yang keempat adalah LS3 yang merupakan solusi untuk kasus kontingensi 3, yaitu adanya gangguan pada saluran Bireun – Sigli 1 yang menyebabkan saluran tersebut terlepas dari sistem. Berikut adalah data pelepasan beban untuk solusi LS3 :

TABEL XIV
DATA BEBAN DILEPAS PADA LS3

NO	ID BEBAN	BEBAN (MVA)	
		SEBELUM LS3	SESUDAH LS3
1	BRN	41.3	40.5
2	SGL	36.1	35.5
3	LSW	21.2	20.5
4	ARUN	13.7	13

Dari hasil *load shedding* pada tabel 4.13, didapatkan hasil simulasi sebagai berikut :

TABEL XV
HASIL SIMULASI SOLUSI LS3

Kondisi	Rel	Teg. Rel (KV)	Saluran	I Nom (A)	I Saluran (%)
Sebelum LS3	BRN	145.1	BRN – SGL 2 BRN – SGL 1	570	9.3
	SGL	142.9		570	9.3
	LSW	146.6			
	ARUN	150			
Sesudah LS3	BRN	145.5	BRN – SGL 2 BRN – SGL 1	570	17.5
	SGL	143.2		570	–
	LSW	147			
	ARUN	150			

Dari tabel XV dapat disimpulkan bahwa dengan cara pelepasan beban sebesar 2.8 MVA atau sebesar 0.8 % dari total daya ketika kontingensi 3, membuat pembebanan saluran mengalami penurunan dan tegangan pada rel Sigli mengalami kenaikan nilai tegangan, yaitu berada pada batas SPLN dengan nilai tegangan sebesar 142.9 kV menjadi sebesar 143.2 kV.

4) *Load Shedding 4 (LS4)*: Simulasi *load shedding* yang kelima adalah LS4 yang merupakan solusi untuk kasus kontingensi 4, yaitu adanya gangguan pada salah satu saluran Lhokseumawe – Arun yang menyebabkan saluran tersebut terlepas dari sistem. Berikut adalah data pelepasan beban untuk solusi LS4 :

TABEL XVI
DATA BEBAN DILEPAS PADA LS4

NO	ID BEBAN	BEBAN (MVA)	
		SEBELUM LS4	SESUDAH LS4
1	LSW	21.2	17.6
2	BRN	41.3	41
3	ARUN	13.7	13
4	PLB	22.4	15.3
5	LSA	24.3	24

Dari hasil *load shedding* pada tabel 4.15, didapatkan hasil simulasi sebagai berikut :

TABEL XVII
HASIL SIMULASI SOLUSI LS4

Kondisi	Rel	Teg. Rel (KV)	Saluran	I Nom (A)	I Saluran (%)
Sebelum LS4	LSW	134.6	LSW – ARUN LSW – BRN	570	81.3
	BRN	139.8		570	7.9
	ARUN	150			
	PLB	133.8			
	LSA	139.6			
Sesudah LS4	LSW	135.5	LSW – ARUN LSW – BRN	570	–
	BRN	140.2		570	31.8
	ARUN	150			
	PLB	135.1			
	LSA	140.1			

Dari tabel XVI dan XII dapat disimpulkan bahwa dengan cara pelepasan beban sebesar 12 MVA atau sebesar 3.5 % dari total daya ketika kontingensi 4, membuat pembebanan saluran mengalami penurunan dan tegangan pada rel Lhokseumawe dan Panton Labu kembali berada pada batas SPLN yang sebelumnya di bawah batas SPLN.

5) *Load Shedding 5 (LS5):* Simulasi *load shedding* yang keenam adalah LS5 yang merupakan solusi untuk kasus kontingensi 5, yaitu adanya gangguan pada saluran Langsa – Lhokseumawe yang menyebabkan saluran tersebut terlepas dari sistem. Berikut adalah data pelepasan beban untuk solusi LS5 :

TABEL XVIII
DATA BEBAN DILEPAS PADA LS5

NO	ID BEBAN	BEBAN (MVA)	
		SEBELUM LS5	SESUDAH LS5
1	LSA	24.3	23
2	LSW	21.2	20
3	IDI	20.8	19
4	TCU	26.6	25

Dari hasil *load shedding* pada tabel 4.17, didapatkan hasil simulasi sebagai berikut :

TABEL XIX
HASIL SIMULASI SOLUSI LS5

Kondisi	Rel	Teg. Rel (KV)	Saluran	I Nom (A)	I Saluran (%)
Sebelum LS5	LSA	143.3	LSA – LSW LSA – LSW	570	29.4
	LSW	146.5		570	29.4
	IDI	141.5			
	TCU	142.5			
Sesudah LS5	LSA	144.1	LSA – LSW LSA – LSW	570	–
	LSW	146.8		570	54.3
	IDI	142.1			
	TCU	143.2			

Dari tabel XVIII dan XIX dapat disimpulkan bahwa dengan cara pelepasan beban sebesar 5.9 MVA atau sebesar 1.7% dari total daya ketika kontingensi 5, membuat pembebanan saluran mengalami penurunan dan tegangan pada rel Langsa mengalami kenaikan nilai dari 143.3 kV menjadi 144.1 kV, yaitu berada pada batas SPLN dan nilai tegangan pada rel Idi juga mengalami kenaikan menjadi 142.1 kV dari sebelumnya 141.5 kV dan tegangan pada rel Tualang Cut juga demikian menjadi 143.2 kV dari sebelumnya 142.5 kV.

6) *Load Shedding 6 (LS6):* Simulasi *load shedding* yang keenam adalah LS6 yang merupakan solusi untuk kasus kontingensi 6, yaitu adanya gangguan pada saluran Langsa – Tualang Cut 2 yang menyebabkan saluran tersebut terlepas dari sistem. Berikut adalah data pelepasan beban untuk solusi LS6 :

TABEL XX
DATA BEBAN DILEPAS PADA LS6

NO	ID BEBAN	BEBAN (MVA)	
		SEBELUM LS6	SESUDAH LS6
1	LSA	24.3	23.4
2	TCU	26.6	25.8

Dari hasil *load shedding* pada tabel 4.19, didapatkan hasil simulasi sebagai berikut :

TABEL XXI
HASIL SIMULASI SOLUSI LS6

Kondisi	Rel	Teg. Rel (KV)	Saluran	I Nom (A)	I Saluran (%)
Sebelum LS6	LSA	144.1	LSA – TCU1 LSA – TCU2	570	9.7
	TCU	142.6		570	9.7
Sesudah LS6	LSA	144.5	LSA – TCU1 LSA – TCU2	570	15
	TCU	143		570	–

Dari tabel XX dan XXI di atas dapat disimpulkan bahwa dengan cara pelepasan beban sebesar 1.7 MVA atau sebesar 0.5% pada transformator beban Langsa membuat pembebanan saluran mengalami penurunan dan tegangan pada rel Tualang Cut mengalami kenaikan perubahan nilai menjadi, yaitu berada pada batas SPLN dengan nilai tegangan pada rel Tualang Cut yang sebelumnya 142.6 kV menjadi 143 kV.

V. KESIMPULAN

1. Dampak kontingensi 2 dan 4 dengan lepasnya satu saluran antara Sigli - Banda dan Lhokseumawe - Arun menyebabkan tegangan pada bus Banda Aceh turun melewati batas operasi yang diijinkan, yaitu turun sampai 134.8 kV, dan pada bus Lhokseumawe turun 134.6 kV dan Tualang Cut 133.8 kV.
2. Pada saat terjadi kontingensi, ketahanan konduktor sistem Aceh terhadap arus saluran akibat kontingensi masih dalam kondisi aman, tidak melebihi arus nominalnya dan pembebanan saluran juga tidak melebihi batasan nominalnya.
3. Nilai tegangan pada rel gardu induk pada studi kasus kontingensi N-1 mengalami penurunan di bawah batas SPLN (-10%) yaitu pada GI Banda Aceh, Lhokseumawe dan Pantan Labu.

REFERENSI

- [1] Hartoyo. Perbaikan Keandalan (N-1) Sistem Tenaga Listrik PLN Jawa Tengah dan DIY. Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Negeri Yogyakarta.
- [2] Guntoro H. (2008). Keandalan dan Kualitas Listrik.
- [3] Arfita Yuana Dewi, Sasongko Pramono Hadi, Soedjatmiko "Contingency Analysis of Power System Electrical Operation", Proceedings of the International Conference on ITB Bandung, vol. F-65, pp. 875-878 June 2017.
- [4] Dimas Fajar Umam Putra. Analisis Kontingensi Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan dan Barat Jurusan Teknik Elektro-FTI, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Kampus ITS, Keputih-Sukolilo Surabaya.
- [5] Arif Rachman, Analisis Kontingensi Pada Sistem Jawa-Bali 500kv. Untuk Mendesain Keamanan Operasi. Jurusan Teknik Elektro ITS Surabaya.
- [6] Riko Nofendra. Penentuan Status Operasi Sistem Tenaga Listrik Menggunakan Performance Index Jurusan Teknik Elektro, Universitas Andalas Padang, Kampus Limau Manis, Padang, Sumatera Barat
- [7] Rahman, S (2010). Sistem Pelepasan Beban Pada Interkoneksi Tenaga Listrik. Skripsi. JTPT. Universitas Islam Nusantara.
- [8] D. Marsudi, Pembangunan Energi Listrik, Jakarta: Erlangga, 2015