

**ANALISIS KONTINGENSI SISTEM TENAGA LISTRIK
PADA JARINGAN 150 KV
SKRIPSI**

untuk memenuhi salah satu persyaratan
mencapai derajat Sarjana S1



Disusun oleh:

Ahmad Mursali Arifin

14524003

**Jurusan Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Industri
Universitas Islam Indonesia
Yogyakarta**

2019

LEMBAR PENGESAHAN

ANALISIS KONTINGENSI SISTEM TENAGA LISTRIK

PADA JARINGAN 150 KV

TUGAS AKHIR

ISLAM

Diajukan sebagai Salah Satu Syarat untuk Memperoleh
Gelar Sarjana Teknik
pada Program Studi Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Industri
Universitas Islam Indonesia

Disusun oleh:

Ahmad Mursali Arifin
14524003

الجامعة الإسلامية
Yogyakarta, 12 Desember 2018

Menyetujui,

Pembimbing



Firmansyah Nur Budiman, ST., M.Sc.
145240501

LEMBAR PENGESAHAN

SKRIPSI

ALISIS KONTINGENSI SISTEM TENAGA LISTRIK PADA JARINGAN 150 KV

Dipersiapkan dan disusun oleh:

Ahmad Mursali Arifin

14524003

Telah dipertahankan di depan dewan penguji

Pada tanggal: 25 Januari 2019

Susunan dewan penguji

Ketua Penguji : Firmansyah Nur Budiman, ST., M.Sc., 

Anggota Penguji 1: Wahyudi Budi Pramono, ST., M.Eng., 

Anggota Penguji 2: Husein Mubarak, ST., M.Eng., 

Skripsi ini telah diterima sebagai salah satu persyaratan
untuk memperoleh gelar Sarjana

Tanggal: 06 Februari 2019



Ketua Program Studi Teknik Elektro


Husni Aziz Amrullah, ST., M.Sc., Ph.D

045240101

PERNYATAAN

Dengan ini Saya menyatakan bahwa:

1. Skripsi ini tidak mengandung karya yang diajukan untuk memperoleh gelar kesarjanaan di suatu Perguruan Tinggi, dan sepanjang pengetahuan Saya juga tidak mengandung karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini dan disebutkan dalam daftar pustaka.
2. Informasi dan materi Skripsi yang terkait hak milik, hak intelektual, dan paten merupakan milik bersama antara tiga pihak yaitu penulis, dosen pembimbing, dan Universitas Islam Indonesia. Dalam hal penggunaan informasi dan materi Skripsi terkait paten maka akan diskusikan lebih lanjut untuk mendapatkan persetujuan dari ketiga pihak tersebut diatas.

Yogyakarta, 11 Januari 2019



Ahmad Mursali Arifin

KATA PENGANTAR



AssalamualaikumWr. Wb.

Puji syukur atas rahmat Allah SWT yang telah melancarkan serta memudahkan penulis dalam menyelesaikan Skripsi ini. Judul dari Skripsi ini adalah **Analisis Kontingensi Sistem Tenaga Listrik pada Jaringan 150 kV**, harapan penulis dengan adanya Skripsi ini dapat mempunyai manfaat bagi kalangan mahasiswa dan masyarakat luas. Shalawat serta salam semoga selalu tercurahkan kepada Nabi Muhammad SAW, keluarga serta para sahabat-nya, karena dengan syafa'atnya kita dapat hijrah dari zaman jahiliyah sehingga menuju ke zaman yang terang benderang. Semoga kita dapat menjadi umat-umatnya yang mendapat syafa'at Nabi Muhammad SAW di yaumul akhir nanti.

Dengan selesainya Skripsi ini, penulis ingin berterima kasih dengan segala pihak yang memberikan bantuan, serta bimbingan.

1. Bapak Firmansyah Nur Budiman, ST., M.Sc., selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberikan pengarahan dan memberikan bantuan pikiran dalam proses pengerjaan Skripsi ini.
2. Seluruh Dosen Jurusan Teknik Elektro, terima kasih atas bimbingan selama menempuh kuliah dari semester pertama hingga akhir di Jurusan Teknik Elektro.
3. Bapak Yusuf Aziz Amrulloh, ST., M.Eng.,Ph.D Selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri Universitas Islam Indonesia.
4. Orang tua tercinta Ibu Endang Rahayu dan Bapak Moh. Zaenal Arifin atas segala dukungan yang berupa moral dan materi serta doa yang selalu menyertai sehingga melancarkan segala urusan dalam pelaksanaan Skripsi ini.
5. Adik Salsabil Dwi Oktaviani yang telah banyak memberikan bantuan berupa doa dan motivasi untuk menyelesaikan Skripsi ini.
6. Teman-teman penulis dari Suroto Squad Bayu, Danang, Faiz, Gilang, Gatot, Hardiansyah, Hendri, Oland, Rahmat, Rendy, Ridho, Riduan, Sabil, Wisnu dan Yoga terimakasih banyak atas keceriaannya, kebersamaan ketika susah maupun senang. Selalu menghibur penulis dalam mengerjakan Skripsi ini.
7. Seluruh keluarga besar Teknik Elektro Universitas Islam Indonesia yang telah membantu secara langsung maupun tidak langsung dalam proses Skripsi ini.
8. Vanya Ihda Ayesha yang telah banyak memberikan dukungan doa, semangat dan motivasi dalam masa perkuliahan saya.

9. Dan pihak-pihak lain yang tidak dapat disebutkan satu persatu yang telah membantu secara langsung maupun tidak dalam proses Skripsi ini.

Penulis menyadari bahwa dalam pengerjaan Skripsi ini mempunyai kesalahan dan kekurangan sehingga jauh dalam kata sempurna. Akan tetapi penulis berharap agar dari Skripsi ini dapat menambah wawasan dan ilmu yang bermanfaat bagi penulis maupun orang lain.

Wassalamualaikum Wr. Wb.

Yogyakarta, 11 Januari 2019

Ahmad Mursali Arifin

ARTI LAMBANG DAN SINGKATAN

Daftar Lambang dan Singkatan	Arti
UP2B	Unit Pelaksana Pengatur Beban
IP	Indeks Performa
ETAP	<i>Electrical Transient Analyzer Program</i>
MATLAB	<i>Matrix Laboratory</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>

ABSTRAK

Analisis kontingensi pada jaringan 150 kV bertujuan untuk melihat keandalan jaringan terhadap gangguan. Kontingensi adalah skema pelepasan salah satu elemen unit pembangkit atau saluran transmisi (N-1) yang akan mempengaruhi kinerja dan keandalan sistem tenaga listrik. Pada penelitian ini dilakukan analisis kontingensi pada jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 milik UP2B Jawa Tengah & D.I. Yogyakarta menggunakan metode 1P1Q dengan melewati dua tahapan. Pertama tahap analisis aliran daya, yang berguna untuk melihat parameter daya aktif dan tegangan bus. Kedua tahap perhitungan Indeks Performa (IP), yang mempunyai dua indeks kinerja berbeda, yaitu IP saluran dan IP tegangan. IP saluran menggunakan nilai daya aktif dan IP tegangan menggunakan nilai tegangan bus. Parameter yang dibutuhkan metode 1P1Q dapat dilihat pada simulasi aliran daya dengan bantuan aplikasi ETAP 12.6. Metode tersebut menghasilkan nilai yang menggambarkan seberapa besar pengaruh pada jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 ketika skema kontingensi N-1 dilakukan. Dari 17 kemungkinan skema kontingensi telah diurutkan sesuai hasil perhitungan Indeks Performa (IP) masing-masing. Perhitungan IP saluran menghasilkan nilai ranking tertinggi sebesar 5,039414 saat skema kontingensi saluran Jajar – Gondangrejo dan nilai ranking tertinggi IP tegangan sebesar 16,69733 saat skema kontingensi saluran Pedan – Jajar . Masing-masing nilai dapat menunjukkan pengaruh kontingensi pada subsistem Pedan 1,2 dengan berbagai macam resiko, seperti skema kontingensi saluran Pedan 1 – Jajar 1 yang menyebabkan jatuh tegangan pada bus Masaran dan bus Sragen.

Kata kunci : analisis kontingensi, Indeks Performa, jaringan 150 kV, subsistem Pedan 1,2

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN.....	ii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
PERNYATAAN.....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
ARTI LAMBANG DAN SINGKATAN	vii
ABSTRAK	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL.....	xii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Penelitian.....	2
1.4 Tujuan Penelitian	2
1.5 Manfaat Penelitian	2
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1 Studi Literatur	3
2.2 Tinjauan Teori.....	4
2.2.1 Analisis Kontingensi.....	4
2.2.2 Sistem Tenaga Listrik	4
2.2.3 Metode 1P1Q	6
2.2.4 <i>Electrical Transient Analyzer Program</i>	7
BAB 3 METODOLOGI.....	8
3.1 Pengambilan Data	8
3.2 Simulasi dan Analisis Data	8
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN.....	11

4.1 Hasil Aliran Daya Subsistem Pedan 1,2 Sebelum Kontingensi.....	11
4.1.1 Aliran Daya Pada ETAP 12.6	12
4.1.2 Analisis Aliran Daya Pada Jaringan 150 kV	12
4.2 Hasil Aliran Daya Subsistem Pedan 1,2 Setelah Kontingensi.....	13
4.2.1 Hasil Perhitungan IP Saluran.....	13
4.2.2 Hasil Perhitungan IP tegangan.....	15
4.2.3 Analisis Kontingensi Saluran Pedan 1 – Jajar 1	16
4.2.4 Analisis Kontingensi Saluran Jajar – Banyudono.....	17
4.2.5 Analisis Kontingensi Saluran Jajar 1 – Gondangrejo 1	17
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN.....	19
5.1 Kesimpulan	19
5.2 Saran	19
DAFTAR PUSTAKA	20
LAMPIRAN.....	21

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 <i>Flow Chart</i> Kontingensi Aliran Daya.....	5
Gambar 2.2 Skema Umum Sistem Tenaga Listrik	6
Gambar 2.3 <i>Single Line</i> Diagram Subsistem Pedan 1,2	6
Gambar 3.1 <i>Flow Chart</i> Penelitian	10
Gambar 4.1 Aliran Daya Subsistem Pedan 1,2 Sebelum Kontingensi	11
Gambar 4.2 Hasil Aliran Daya Kontingensi Saluran Pedan 1 – Jajar 1	16
Gambar 4.3 Hasil Aliran Daya Kontingensi Saluran Jajar – Banyudono.....	17
Gambar 4.4 Hasil Aliran Daya Kontingensi Saluran Jajar 1 – Gondangrejo 1	18

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 Hasil Aliran Daya Subsistem Pedan 1,2.....	12
Tabel 4.2 Hasil Tegangan Tiap Bus Subsistem Pedan 1,2	13
Tabel 4.3 Daftar Kontingensi IP Saluran.....	14
Tabel 4.4 Daftar Kontingensi IP Tegangan	15

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Sistem tenaga listrik memegang peranan penting dalam menyediakan dan menyalurkan energi listrik menuju beban secara andal dan terus-menerus. Kebutuhan energi listrik terus meningkat berbanding lurus dengan peningkatan pada sektor transportasi, perindustrian hingga kegiatan lainnya yang membutuhkan energi listrik. Untuk memberikan pelayanan yang andal, sistem tenaga listrik harus mampu mengatasi berbagai macam gangguan yang mungkin terjadi.

Gangguan pelepasan unit pembangkit atau saluran transmisi dalam sistem tenaga listrik adalah suatu keadaan yang tidak dapat dihindarkan, sehingga apabila gangguan tersebut terjadi dapat menyebabkan aliran daya yang disalurkan mengalami perubahan yang signifikan. Istilah ini berkaitan erat dengan kemampuan suatu sistem untuk melayani beban bila terjadi gangguan pada salah satu elemennya.

Analisis kontingensi adalah studi tentang keamanan sistem tenaga listrik dengan melakukan analisis aliran daya dari dampak sejumlah kasus-kasus kontingensi N-1 (pelepasan salah satu unit pembangkit atau saluran transmisi) [1]. Dengan analisis kontingensi sebuah sistem tenaga listrik dapat dilakukan perhitungan terhadap gangguan yang terjadi pada saluran transmisi, sehingga dapat memprediksi perubahan kapasitas transmisi maupun tegangan bus yang tersisa apakah masih bisa dibebani atau sudah mengalami kondisi *overload*. Maka suatu hal yang penting bahwa sistem harus direncanakan, sehingga apabila terjadi keadaan kontingensi salah satu saluran transmisi tidak mengakibatkan pemadaman pada sebagian atau seluruh sistem tersebut.

Penelitian ini menggunakan metode IP1Q untuk menentukan daftar kontingensi. Prosedur penyelesaian metode IP1Q dilakukan dengan dua indeks kinerja, yaitu Indeks Performa saluran dan Indeks Performa tegangan [2]. Tiap skema kontingensi dapat digambarkan pengaruh gangguan ke sistem dengan menggunakan perhitungan Indeks Performa (IP) tersebut, namun tidak secara langsung memperlihatkan jenis gangguan yang terjadi. Makin besar nilai IP yang didapat, maka semakin besar dampak dari suatu kasus kontingensi. Jika besarnya nilai IP mewakili tiap kasus kontingensi, maka kasus-kasus tersebut dapat diurutkan dari nilai IP yang terbesar hingga terkecil. Sehingga dapat dilakukan perencanaan dan tindakan untuk meningkatkan keandalan suatu sistem tenaga listrik.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang di atas, maka dibuat rumusan masalah sebagai berikut :

Bagaimana menyusun ranking kontingensi N-1 pada jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 milik UP2B Jawa Tengah & D.I. Yogyakarta berdasarkan nilai Indeks Performa (IP) ?

1.3 Batasan Penelitian

Berikut adalah batasan dari penelitian yang ingin dicapai sebagai berikut :

1. Pengamatan hasil perhitungan Indeks Performa (IP) kontingensi hanya pada jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 milik UP2B Jawa Tengah & D.I. Yogyakarta.
2. Pengamatan hasil penelitian hanya pada jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 milik UP2B Jawa Tengah & D.I. Yogyakarta.

1.4 Tujuan Penelitian

Berikut adalah tujuan dari penelitian yang ingin dicapai sebagai berikut :

1. Melakukan perhitungan Indeks Performa (IP) kontingensi pada jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 milik UP2B Jawa Tengah & D.I. Yogyakarta.
2. Menyusun ranking kontingensi N-1 pada jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 milik UP2B Jawa Tengah & D.I. Yogyakarta dari 17 skema kemungkinan kontingensi berdasarkan nilai Indeks Performa (IP).

1.5 Manfaat Penelitian

Berikut adalah manfaat dalam penelitian yang ingin dicapai sebagai berikut :

1. Dapat mengoperasikan aplikasi ETAP untuk simulasi jaringan 150 kV dan melakukan analisis aliran daya.
2. Mengetahui secara dalam mengenai jaringan 150 kV, aliran daya dan keandalan sistem tenaga listrik.

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Studi Literatur

Penelitian tentang ranking kontingensi telah banyak dilakukan, seperti yang dilakukan oleh P.R. Bijwe, D.P. Khotari dan S.M. Kelapure dengan judul “*An Efficient Approach for Contingency Ranking Based On Voltage Stability*” [3]. Pada penelitian tersebut penulis menyajikan pendekatan yang efisien untuk ranking kontingensi pada kondisi gangguan saluran berdasarkan stabilitas tegangan. Salah satu tugas paling penting dalam keamanan dini adalah untuk mempelajari dampak kontingensi yang andal pada sistem tenaga listrik. Teknik kompensasi dilakukan pada perhitungan kontingensi untuk setiap kemungkinan yang terjadi. Dalam teknik kompensasi, pemadaman saluran adalah disimulasikan dengan menghubungkan garis fiktif secara paralel dengan jaringan gangguan. Perhitungan digunakan untuk mendapatkan hasil dari data IEEE 30 bus, 57 bus dan Indian 91 *Bus Power Systems* dan hasilnya menunjukkan efektivitas algoritma.

Penelitian lain dilakukan oleh N. Raj dan R.J. Gupta dengan judul “*Contingency Analysis of 5 Bus Sub-Station System: A Case Study*” [4]. Penelitian dilakukan menggunakan aplikasi MATLAB dengan bantuan dua indeks kinerja penting (daya aktif dan daya reaktif) yang mengidentifikasi tingkat keparahan sistem karena pemutusan saluran. Langkah pada penelitian adalah analisis aliran beban menggunakan sistem daya GUI (*Graphical User Interfaces*) di MATLAB. Lalu kontingensi dilakukan dengan melepas saluran transmisi langkah demi langkah hingga semua kemungkinan terpenuhi untuk menemukan parameter pembebanan maksimum untuk setiap saluran transmisi. Penelitian ini bertujuan mendapatkan hasil perhitungan yang diurutkan sesuai nilai IP, dimana nilai IP terbesar merupakan kontingensi dengan resiko paling tinggi pada sistem tersebut.

Penelitian lain juga dilakukan oleh C.J. Nnonyelu dan T.C. Madueme dengan judul “*Power System Contingency Analysis: A Study of Nigeria’s 330 kV Transmission Grid*” [5]. Penelitian bermula dengan melakukan pengamatan ketika permintaan daya meningkat hingga melebihi banyak unit pembangkit yang terpasang di Nigeria tanpa adanya peningkatan kapasitas transmisi yang sesuai. Ini membuat jalur transmisi mendekati kapasitas maksimum dan akan berbahaya apabila terjadi kasus kontingensi. Simulasi kontingensi dilakukan pada generator atau saluran transmisi yang terpasang di sistem dengan beberapa kemungkinan yang ada. Data hasil penelitian berisi nilai-nilai *System Line Overload Index* (SLOI) digunakan sebagai penunjuk saluran yang memegang peranan penting pada sistem saat terjadi gangguan.

Penelitian ini melakukan analisis kontingensi menggunakan metode 1P1Q, dengan perhitungan Indeks Performa (IP) saluran menggunakan nilai daya aktif dan perhitungan Indeks Performa (IP) tegangan menggunakan nilai tegangan bus. Hasil perhitungan digunakan untuk mendapatkan urutan kontingensi sehingga memudahkan dalam menganalisa setiap skema kontingensi pada sistem. Pemilihan metode 1P1Q untuk digunakan pada penelitian ini dikarenakan perhitungan aliran daya AC (*Alternate Current*) tidak banyak dilakukan penyederhaan.

2.2 Tinjauan Teori

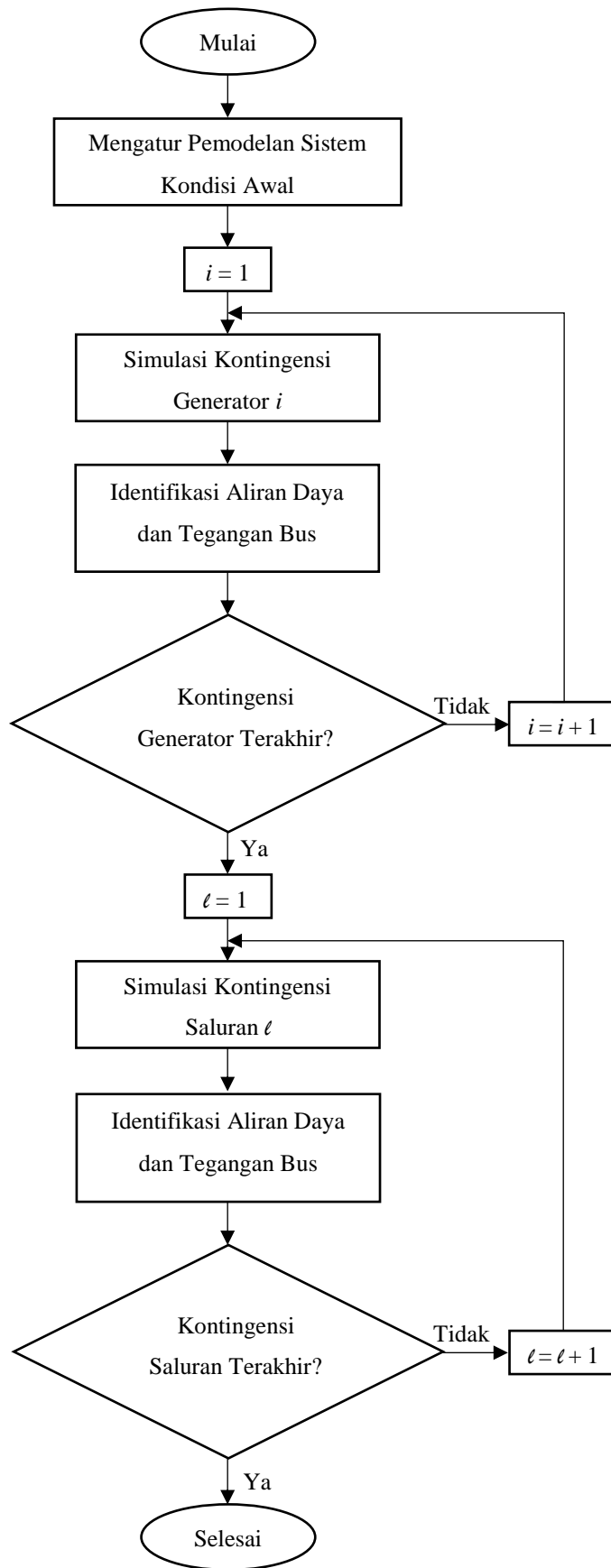
2.2.1 Analisis Kontingensi

Analisis kontingensi merupakan studi yang mempelajari keandalan sistem tenaga listrik dari adanya pelepasan unit pembangkit atau saluran transmisi. Analisis kontingensi berguna dalam pengujian sistem keamanan untuk mempertimbangkan kemungkinan-kemungkinan yang terjadi dengan pengoperasian sistem untuk mengatasi terjadinya kasus-kasus yang muncul dan menempatkannya berdasarkan tingkat keparahannya [6]. Oleh karena itu, untuk mengidentifikasi kinerja dan keandalan dari sebuah sistem tenaga listrik, maka harus dilakukan analisis kontingensi. Untuk menjaga kontinuitas aliran daya di pusat kendali sistem tenaga listrik, maka analisis kontingensi dirancang untuk dijalankan secara berkala dalam keadaan *offline* [7]. Gambar 2.1 menunjukkan *flow chart* kontingensi N-1 [2].

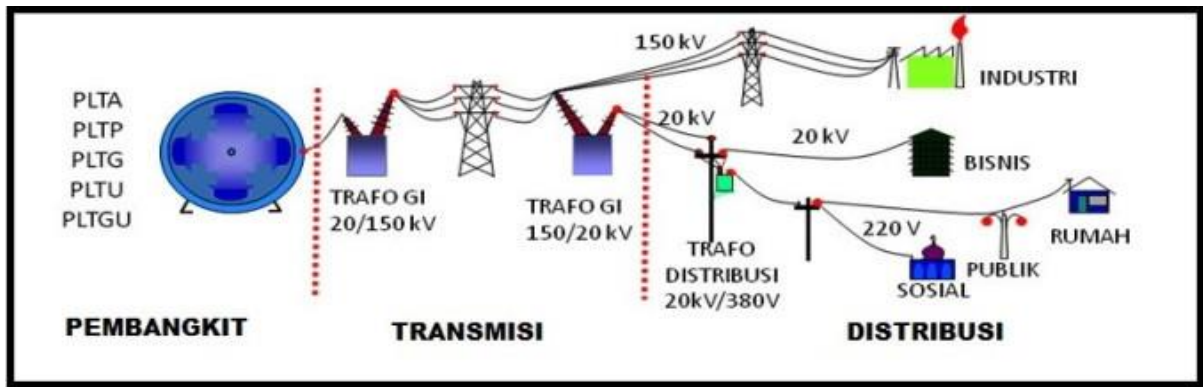
2.2.2 Sistem Tenaga Listrik

Sistem tenaga listrik adalah suatu sistem yang terdiri dari beberapa unit pembangkit, transmisi sampai pusat beban dan saling terhubung mempengaruhi satu sama lain dan membentuk sistem jaringan. Saluran transmisi Indonesia dibedakan berdasarkan tegangan kerjanya menjadi tiga, yaitu, 500 kV, 150 kV dan 70 kV [8]. Begitu pentingnya sistem penjaluran interkoneksi sehingga setiap saluran transmisi dirancang khusus sistem keandalannya masing-masing untuk memenuhi kebutuhan satu sama lain. Gambar 2.2 menunjukkan skema umum sistem tenaga listrik dari unit pembangkit, saluran transmisi, distribusi sampai pusat beban.

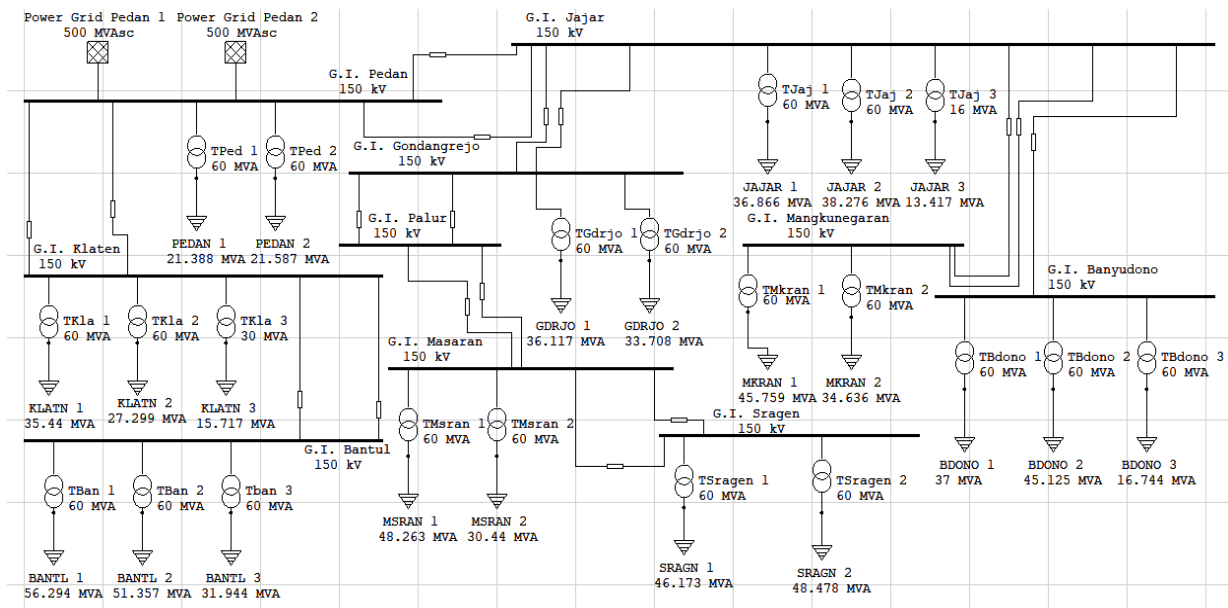
Jaringan 150 kV menjadi penyalur daya dari satu gardu induk menuju gardu induk lainnya sebelum diturunkan tegangannya. Seperti saluran transmisi regional Jawa Tengah & D.I. Yogyakarta, yang memiliki empat subsistem salah satunya subsistem Pedan 1,2. Subsistem tersebut melayani 10 bus 150 kV yang terhubung dari jaringan listrik Pedan 500 kV. Gambar 2.3 merupakan *single line* diagram jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2.



Gambar 2.1 Flow Chart Kontingensi Aliran Daya



Gambar 2.2 Skema Umum Sistem Tenaga Listrik



Gambar 2.3 Single Line Diagram Subsistem Pedan 1,2

2.2.3 Metode 1P1Q

Salah satu cara untuk melakukan pemilihan kasus pelepasan adalah dengan menggunakan metode 1P1Q. Metode tersebut menggunakan dua Indeks Performa (IP) yang berbeda untuk digunakan. Pertama, Indeks Performa saluran menggunakan parameter nilai daya aktif melalui persamaan berikut [2]:

$$IP_{saluran_i} = \sum_{l, l \neq i} \left(\frac{P_{saluran_{l,i}}}{P_l^{maks}} \right)^2 \quad (2.1)$$

Keterangan:

$IP_{saluran_i}$ = Indeks Performa saluran kontingensi saluran i

$P_{saluran_{l,i}}$ = Nilai daya aktif pada saluran l untuk kontingensi saluran i (MW)

P_l^{maks} = Batas maksimal nilai daya aktif pada saluran l (MW)

Persamaan IP saluran digunakan untuk melakukan perhitungan tiap saluran saat keadaan kontingensi. Hasil perhitungan dapat menunjukkan keandalan dan kondisi sistem tenaga listrik, semakin besar nilai IP maka semakin besar resiko bahaya pada sistem tersebut.

Kedua, Indeks Performa tegangan menggunakan parameter tegangan bus melalui persamaan berikut [2]:

$$IP\ tegangan_i = \sum_j \left(\frac{V_j^{min}}{V_{j,i}} \right) + \sum_j \left(\frac{V_{j,i}}{V_j^{maks}} \right) \quad (2.2)$$

Keterangan:

- $IP\ tegangan_i$ = Indeks Performa tegangan kontingensi saluran i
- V_j^{min} = Batas minimal nilai tegangan pada bus j (kV)
- V_j^{maks} = Batas maksimal nilai tegangan pada bus j (kV)
- $V_{j,i}$ = Nilai tegangan pada bus j saat kontingensi saluran i (kV)

Sama seperti IP saluran yang mana semakin besar nilai IP tegangan yang didapat maka semakin buruk sistem ketika kontingensi terjadi. Hasil perhitungan kedua Indeks Performa (IP) memiliki pengaruh yang berbeda untuk menganalisa sistem. Perhitungan Indeks Performa berfungsi untuk mendapatkan nilai yang menunjukkan seberapa besar pengaruh pelepasan salah satu elemen sistem tenaga listrik hingga membuat sistem terganggu.

2.2.4 Electrical Transient Analyzer Program

Electrical Transient Analyzer Program atau biasa disebut ETAP adalah aplikasi yang digunakan untuk menganalisa suatu sistem pembangkit, sistem transmisi ataupun distribusi tenaga listrik. Aplikasi lunak ini dapat menyesuaikan simulasi tenaga listrik dalam keadaan *offline*. ETAP menyajikan beberapa fitur untuk mempermudah penggunaanya untuk menyelesaikan suatu masalah dalam bentuk *single line* diagram untuk berbagai bentuk analisis, seperti: hubung singkat, koordinasi relay proteksi, starting motor, *transient stability* dan aliran daya. Elemen-elemen yang dibutuhkan untuk melakukan analisis tersebut terdapat dalam ETAP.

BAB 3

METODOLOGI

3.1 Pengambilan Data

PT. PLN UP2B Jawa Tengah & DIY mempunyai wewenang mengatur tegangan, manajemen energi dan menjaga kualitas frekuensi di seluruh sistem Jawa Tengah & DIY. Untuk melakukan analisis kontingensi jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 dibutuhkan data dari UP2B Jawa Tengah & DIY sebagai berikut:

1. *Single line* diagram jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2.
2. Data parameter saluran transmisi.
3. Data transformator.
4. Data bus.

Data yang diminta sesuai data yang dibutuhkan sepenuhnya untuk melakukan simulasi jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2.

Adapun data yang didapatkan dari sumber lain untuk beberapa ketentuan yang sifatnya umum untuk diketahui dan tanpa harus melakukan permohonan izin untuk mendapatkannya.

3.2 Simulasi dan Analisis Data

Penelitian dilakukan dengan mensimulasikan salah satu subsistem PT. PLN UP2B Jawa Tengah & DIY menggunakan aplikasi ETAP 12.6. Pemodelan sistem dikerjakan dengan menyesuaikan parameter-parameter yang dibutuhkan dan telah diterima oleh peneliti ketika pengambilan data. Sistem yang disimulasikan dirancang sedemikian rupa untuk mencapai kemiripan pada *real* sistem jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2.

Langkah awal penelitian dengan melakukan perancangan dengan membuat *single line* diagram jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 pada aplikasi ETAP 12.6 yang berguna untuk memudahkan tahap berikutnya. Pemodelan jaringan menjadi langkah berikutnya dengan memasukkan parameter di setiap komponen terpasang dengan data yang sudah tersedia, tahap pemodelan memegang peranan penting untuk penelitian ini karena jaringan dibuat sesuai keadaan nyata subsistem Pedan 1,2.

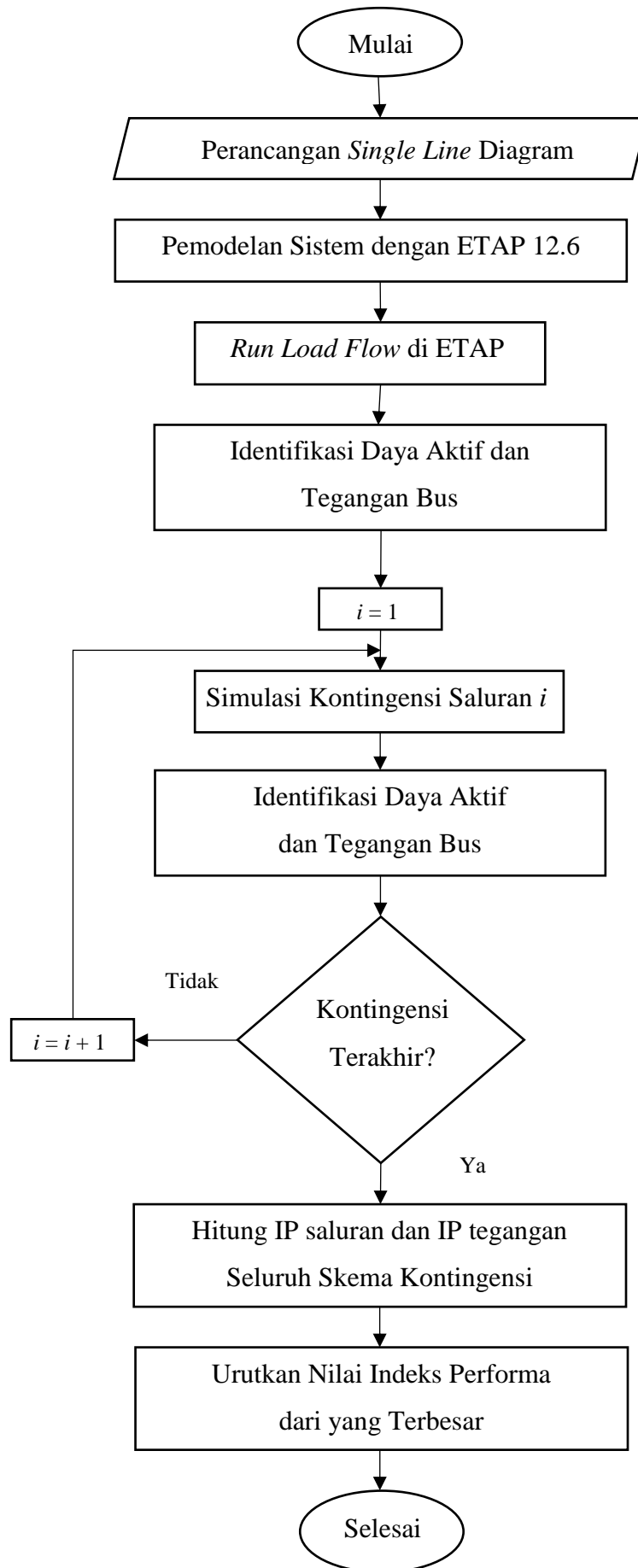
Setelah perancangan dan pemodelan selesai, tahapan selanjutnya *run load flow* pada aplikasi ETAP 12.6. Setelah berhasil disimulasikan maka didapatkan hasil aliran daya, lalu identifikasi parameter daya aktif dan tegangan bus saat kondisi normal sebelum dilakukan skema kontingensi.

Langkah selanjutnya peneliti mulai mensimulasikan kontingensi dengan melepas satu per satu saluran yang terpasang pada sistem, dan melakukan analisis aliran daya saat kontingensi. Lalu menganalisis aliran daya yang dihasilkan saat kontingensi dengan mengidentifikasi parameter yang dibutuhkan untuk perhitungan Indeks Performa. Daya aktif dan tegangan bus akan dicatat setiap pergantian pelepasan saluran. Hal tersebut dilakukan berulang kali hingga semua kemungkinan kontingensi telah terjadi.

Setelah proses simulasi kontingensi saluran selesai, selanjutnya peneliti melakukan perhitungan Indeks Performa untuk tiap kontingensi yang terjadi. Hasil dari perhitungan Indeks Performa dapat diurutkan sesuai nilai IP terbesar hingga terkecil sehingga didapat daftar ranking kontingensi masing-masing Indeks Performa (IP). Daftar ranking kontingensi berfungsi untuk melihat pengaruh skema tiap kontingensi.

Kemudian langkah setelahnya melakukan analisa setiap skema kontingensi dan keamanan sistem apakah perubahan aliran daya masih dalam toleransi atau dapat membahayakan sistem tersebut. Hasil perhitungan Indeks Performa apakah dihasilkan data yang telah sesuai dengan apa yang diharapkan untuk mendapatkan hasil akurasi yang tinggi dalam proses pengurutan nilai IP.

Langkah terakhir peneliti akan membuat kesimpulan dan saran dari hasil semua yang telah dilakukan pada penelitian, dimana kesimpulan berisi hal-hal yang dianggap penting, dan saran berisi masukan untuk kesempurnaan dari penelitian ini. Gambar 3.1 menunjukkan *flow chart* penelitian.



Gambar 3.1 Flow Chart Penelitian

BAB 4

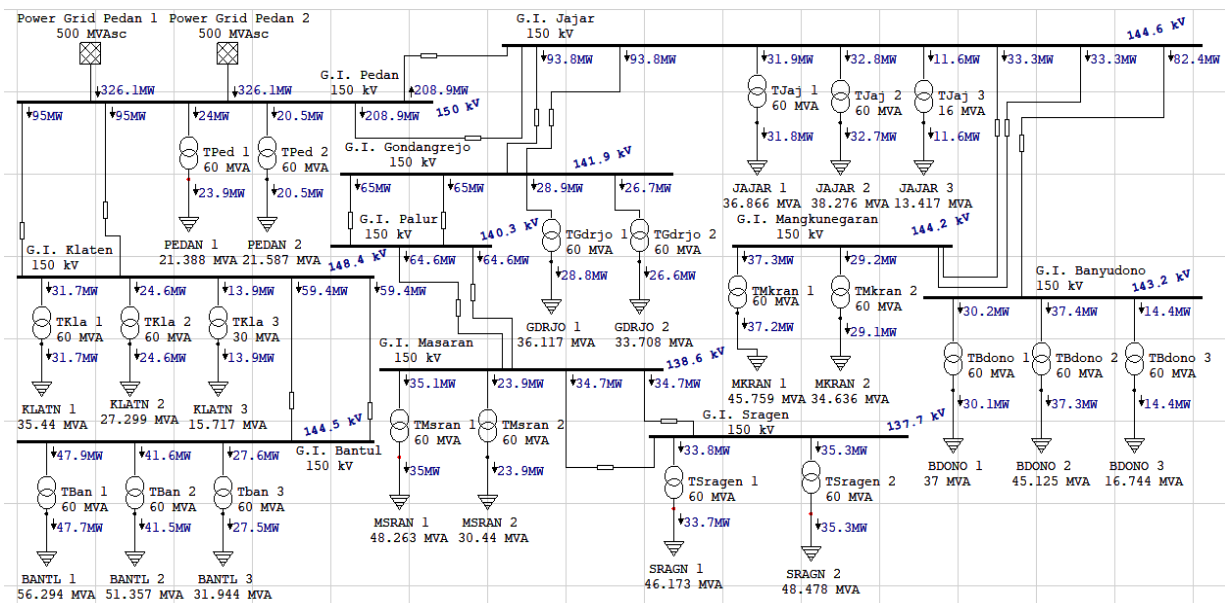
HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian ini, peneliti melakukan perhitungan Indeks Performa (IP) untuk jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 milik UP2B Jawa Tengah & DIY. Perhitungan IP saluran dan IP tegangan membutuhkan nilai daya aktif dan tegangan bus dari subsistem Pedan 1,2 saat skema kontingensi. Simulasi aliran daya jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 menggunakan bantuan ETAP 12.6 menghasilkan parameter yang dibutuhkan untuk menghitung nilai Indeks Performa (IP), lalu menyusun ranking dari hasil perhitungan IP saluran dan IP tegangan.

Analisa penelitian dilakukan dengan melihat ranking nilai IP saluran dan IP tegangan sebagai acuan yang terjadi pada sistem. Semakin besar nilai IP, maka semakin buruk keadaan sistem tersebut saat kontingensi terjadi.

4.1 Hasil Aliran Daya Subsistem Pedan 1,2 Sebelum Kontingensi

Gambar 4.1 adalah hasil aliran daya jaringan 150 kV Pedan 1,2 yang telah diimplementasikan menggunakan ETAP 12.6 dalam keadaan normal.



Gambar 4.1 Aliran Daya Subsistem Pedan 1,2 Sebelum Kontingensi

Aliran daya sebelum kontingensi memperlihatkan jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 dalam kondisi baik, setiap bus yang terhubung pada sistem bekerja dengan baik menyalurkan energi listrik sesuai permintaan tiap bus tanpa mengalami tegangan yang berlebih.

4.1.1 Aliran Daya Pada ETAP 12.6

Pada subsistem Pedan 1,2 memiliki kinerja yang baik saat keadaan normal beban puncak. Tabel 4.1 merupakan hasil aliran daya aktif tiap saluran transmisi.

Tabel 4.1 Hasil Aliran Daya Subsistem Pedan 1,2

No.	Saluran Transmisi		Daya Aktif (MW)
	Dari Bus	Ke Bus	
1	Jajar 1	Gondangrejo 1	93,8
2	Jajar 2	Gondangrejo 2	93,8
3	Gondangrejo 1	Palur 1	65
4	Gondangrejo 2	Palur 2	65
5	Palur 1	Masaran 1	64,6
6	Palur 2	Masaran 2	64,6
7	Klaten 1	Bantul 1	59,4
8	Klaten 2	Bantul 2	59,4
9	Pedan 1	Klaten 1	95
10	Pedan 2	Klaten 2	95
11	Jajar 1	Mangkunegaran 1	33,3
12	Jajar 2	Mangkunegaran 2	33,3
13	Masaran 1	Sragen 1	34,7
14	Masaran 2	Sragen 2	34,7
15	Pedan 1	Jajar 1	208,9
16	Pedan 2	Jajar 2	208,9
17	Jajar	Banyudono	82,4

4.1.2 Analisis Aliran Daya Pada Jaringan 150 kV

Tegangan tinggi tiap bus 150 kV telah diatur oleh pemerintah berdasarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral CC2.0:2007 memiliki batasan nilai tegangan +5% dan -10% untuk kondisi aman. Maka batasan standar tegangan maksimal 150 kV adalah 157,5 kV, sedangkan batasan standar tegangan minimal 150 kV adalah 135 kV. Tabel 4.2 menunjukkan hasil aliran daya pada ETAP 12.6 untuk tegangan yang terjadi tiap bus. Semua bus jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 memiliki tegangan bus yang diperbolehkan ketika keadaan tidak ada gangguan.

Tabel 4.2 Hasil Tegangan Tiap Bus Subsistem Pedan 1,2

No.	Bus	Tegangan (kV)
1	Klaten	148,4
2	Bantul	144,5
3	Jajar	144,6
4	Gondang rejo	141,9
5	Palur	140,3
6	Masaran	138,6
7	Sragen	137,7
8	Banyudono	143,2
9	Mangkunegaran	144,2

Dari Tabel 4.2 dapat diketahui besarnya tegangan bus subsistem Pedan 1,2 pada saat tidak ada gangguan, untuk bus Sragen memiliki nilai tegangan bus paling kecil sebesar 137,7 kV dan bus Klaten memiliki tegangan bus paling besar adalah 148,4 kV. Nilai tegangan bus kecil dapat dikarenakan bus Sragen merupakan bus paling ujung di subsistem Pedan 1,2 sehingga jarak transmisi mempengaruhi nilai besarnya reaktansi. Semakin jauh jarak transmisi maka semakin besar rugi-rugi saluran, tetapi bus Sragen masih dalam nilai toleransi aman sehingga jatuh tegangan pada bus tersebut dapat dihindarkan.

4.2 Hasil Aliran Daya Subsistem Pedan 1,2 Setelah Kontingensi

Jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 memiliki 17 saluran transmisi yang menyalurkan aliran daya ke seluruh beban. Sebanyak 17 kemungkinan kontingensi dilakukan sesuai dengan jumlah saluran transmisi yang tersedia. Subsistem Pedan 1,2 tidak mempunyai unit pembangkit sehingga hanya saluran transmisi saja yang dilakukan kontingensi N-1.

Hasil aliran daya digunakan untuk menghitung persamaan Indeks Performa. Setelah dilakukan perhitungan IP saluran dan IP tegangan didapatkan nilai IP untuk menyusun ranking kontingensi yang digunakan sebagai acuan keamanan jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2.

4.2.1 Hasil Perhitungan IP Saluran

Perhitungan IP saluran membutuhkan nilai daya aktif tiap saluran jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 saat kontingensi berlangsung. Tabel 4.3 merupakan ranking kontingensi dari 17 skema kemungkinan yang terjadi pada jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 berdasarkan perhitungan Indeks Performa (IP) saluran menurut Persamaan 2.1.

Tabel 4.3 Daftar Kontingensi IP Saluran

No.	Kontingensi Saluran Transmisi		$IP_{saluran}$	Ranking
	Dari Bus	Ke Bus		
1	Jajar 1	Gondangrejo 1	5,039414	1
2	Jajar 2	Gondangrejo 2	5,039414	1
3	Gondangrejo 1	Palur 1	4,607156	2
4	Gondangrejo 2	Palur 2	4,607156	2
5	Palur 1	Masaran 1	4,592676	3
6	Palur 2	Masaran 2	4,592676	3
7	Klaten 1	Bantul 1	4,53914	4
8	Klaten 2	Bantul 2	4,53914	4
9	Pedan 1	Klaten 1	4,40701	5
10	Pedan 2	Klaten 2	4,40701	5
11	Jajar 1	Mangkunegaran 1	4,35649	6
12	Jajar 2	Mangkunegaran 2	4,35649	6
13	Masaran 1	Sragen 1	4,304766	7
14	Masaran 2	Sragen 2	4,304766	7
15	Pedan 1	Jajar 1	4,2968	8
16	Pedan 2	Jajar 2	4,2968	8
17	Jajar	Banyudono	3,6055	9

Tabel 4.3 menunjukkan urutan ranking hasil perhitungan IP saluran dari nilai tertinggi sampai terendah. Urutan pertama menurut perhitungan terjadi pada saluran transmisi Jajar 1 – Gondangrejo 1 yang memiliki nilai IP sebesar 5,04114, sedangkan urutan terakhir terjadi pada saluran transmisi Jajar – Banyudono yang memiliki nilai IP sebesar 3,607274. Nilai IP memperlihatkan kejadian kontingensi pada saluran transmisi Jajar – Gondangrejo memiliki dampak kontingensi terburuk di subsistem Pedan 1,2 sehingga mempengaruhi keamanan sistem.

Sebelum menghasilkan daftar kontingensi IP saluran, dilakukan perhitungan tiap kontingensi yang dapat mengetahui batas upnormal dari nilai IP saluran. Apabila nilai yang dihasilkan melebihi batas upnormal (melebihi 1) maka dapat dipastikan saluran transmisi mengalami kelebihan daya. Untuk hasil lengkap perhitungan kontingensi IP saluran dapat dilihat pada lembar lampiran.

4.2.2 Hasil Perhitungan IP tegangan

Perhitungan IP tegangan membutuhkan nilai tegangan bus jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 agar dapat melakukan perhitungan dan menghasilkan nilai IP saluran. Tabel 4.4 menunjukkan ranking kontingensi berdasarkan Persamaan 2.1 perhitungan Indeks Performa (IP) tegangan dari 17 skema kontingensi pada sistem.

Tabel 4.4 Daftar Kontingensi IP Tegangan

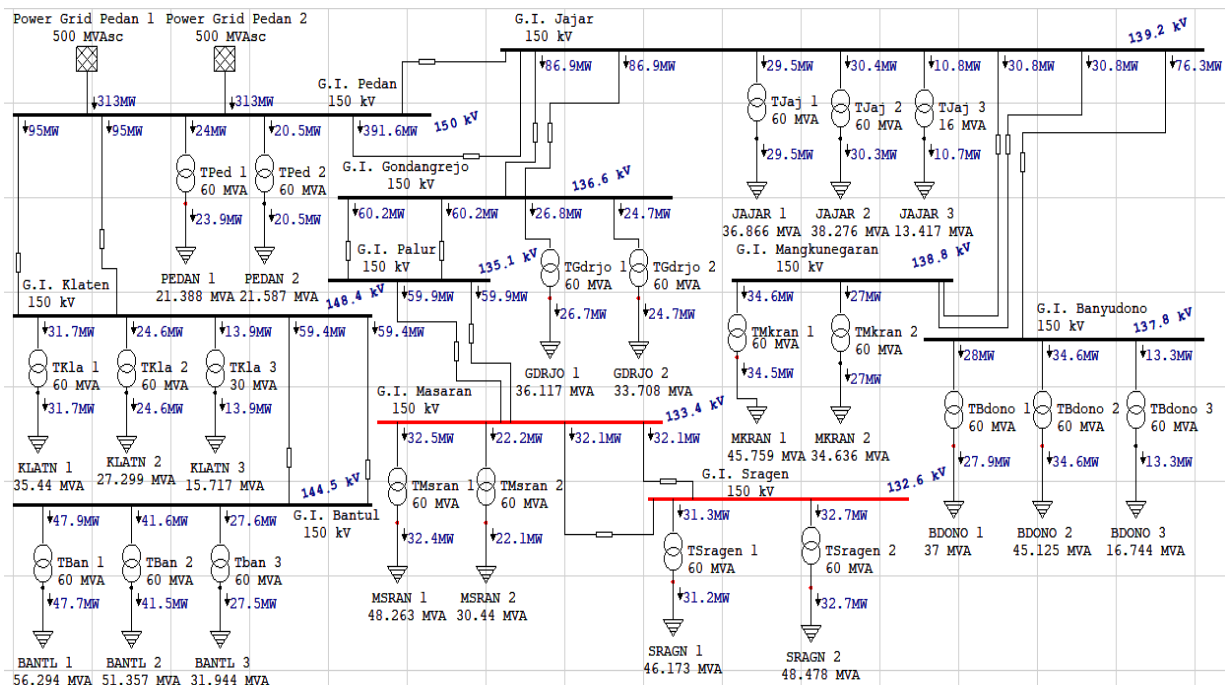
No.	Kontingensi Saluran	$IP_{tegangan}$	Ranking
1	Pedan 1 – Jajar 1	16,69733	1
2	Pedan 2 – Jajar 2	16,69733	1
3	Jajar 1 – Gondangrejo 1	16,68058	2
4	Jajar 2 – Gondangrejo 2	16,68058	2
5	Gondangrejo 1 – Palur 1	16,67642	3
6	Gondangrejo 2 – Palur 2	16,67642	3
7	Palur 1 - Masaran 1	16,67599	4
8	Palur 2 - Masaran 2	16,67599	4
9	Klaten 1 – Bantul 1	16,67422	5
10	Klaten 2 – Bantul 2	16,67422	5
11	Masaran 1 – Sragen 1	16,67385	6
12	Masaran 2 – Sragen 2	16,67385	6
13	Pedan 1 – Klaten 1	16,67312	7
14	Pedan 2 – Klaten 2	16,67312	7
15	Jajar 1 – Mangkunegaran 1	16,6731	8
16	Jajar 2 – Mangkunegaran 2	16,6731	8
17	Jajar – Banyudono	14,81882	9

Saluran kontingensi Pedan 1 – Jajar 1 menempati urutan pertama pada perhitungan IP tegangan yang menjadikan kondisi terburuk saat terjadinya kontingensi dengan nilai IP sebesar 16,697. Saluran transmisi Pedan 1 – Jajar 1 mempunyai nilai IP terbesar salah satunya disebabkan bus Jajar terhubung lebih banyak ke bus penyalur beban.

Dapat diidentifikasi bahwa nilai IP tegangan memiliki batas upnormal dengan nilai sebesar 1,8571. Nilai tersebut dapat dijadikan tolak-ukur kejadian kontingensi, sehingga apabila nilai IP saluran melebihi batas upnormal terjadi kondisi terburuk yang mempengaruhi keamanan sistem. Untuk hasil lengkap perhitungan kontingensi IP tegangan dapat dilihat pada lembar lampiran.

4.2.3 Analisis Kontingensi Saluran Pedan 1 – Jajar 1

Kontingensi saluran transmisi Pedan 1 – Jajar 1 sangat berpengaruh pada sistem, terlihat dengan adanya perubahan aliran daya yang besar. Gambar 4.2 memperlihatkan beberapa perubahan aliran daya akibat kasus kontingensi saluran Pedan 1 – Jajar 1.



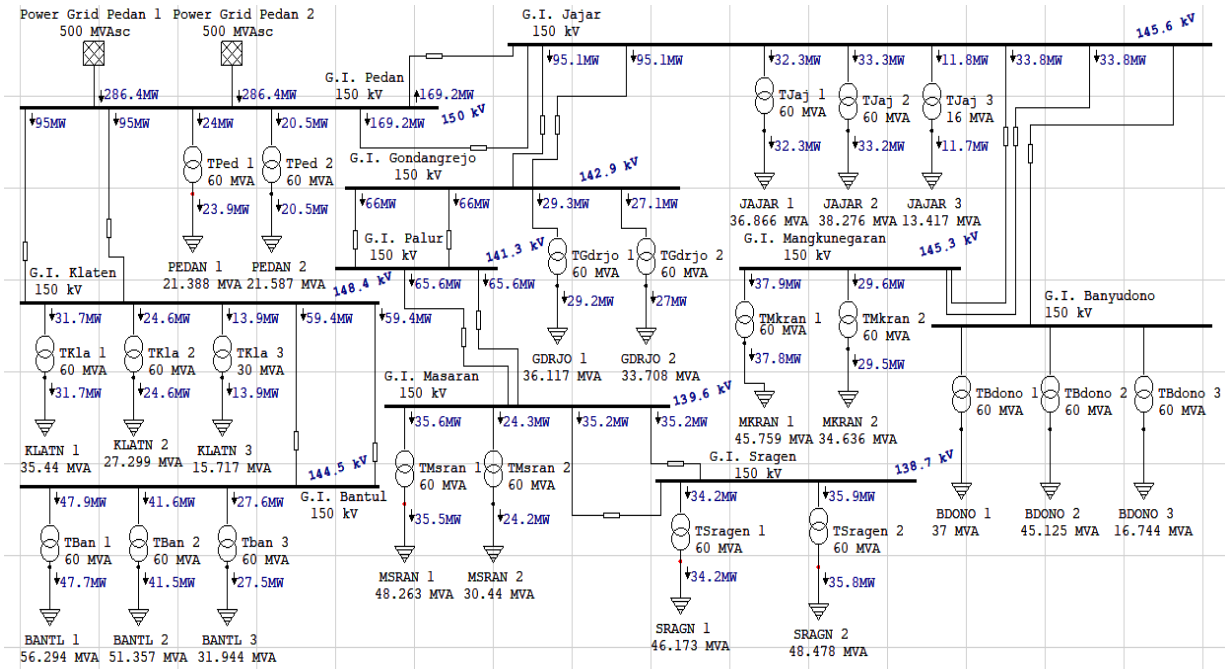
Gambar 4.2 Hasil Aliran Daya Kontingensi Saluran Pedan 1 – Jajar 1

Kontingensi urutan pertama hasil perhitungan Indeks Performa tegangan memberikan gambaran apabila terjadi kontingensi pada saluran Pedan 1 – Jajar 1 mengalami perubahan aliran daya yang sangat signifikan pada sistem. Hal tersebut dibuktikan pada saluran Pedan 2 – Jajar 2 yang memiliki kapasitas saluran sebesar 357,33 MW harus menanggung beban berlebih menjadi 391,6 MW. Jika ini tidak segera diantisipasi dengan baik maka sangat mungkin saluran Pedan 2 – Jajar 2 terputus sehingga penyaluran daya menuju pusat beban akan terhenti. Pelepasan beban (*load shedding*) merupakan salah satu upaya yang dapat dilakukan untuk menghindari kegagalan sistem akibat gangguan tersebut.

Dampak dari kontingensi saluran Pedan 1 – Jajar 1 terjadi juga pada tegangan bus Masaran dan bus Sragen yang mengalami jatuh tegangan. Bus Masaran memiliki tegangan sebesar 133,4 kV dan bus Sragen sebesar 132,6 kV. Maka bus Masaran dan bus Sragen melebihi toleransi minimal tegangan dengan besar tegangan bus 11% dan 11,6%, dimana nilai tersebut melampaui batas toleransi minimal 10% dari 150 kV yang telah ditetapkan Hal tersebut berbahaya untuk kelangsungan aliran daya karena berdampak buruk apabila terjadi kegagalan pada sistem.

4.2.4 Analisis Kontingensi Saluran Jajar – Banyudono

Gambar 4.3 menunjukkan hasil aliran daya jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 ketika skema kontingensi saluran Jajar – Banyudono.

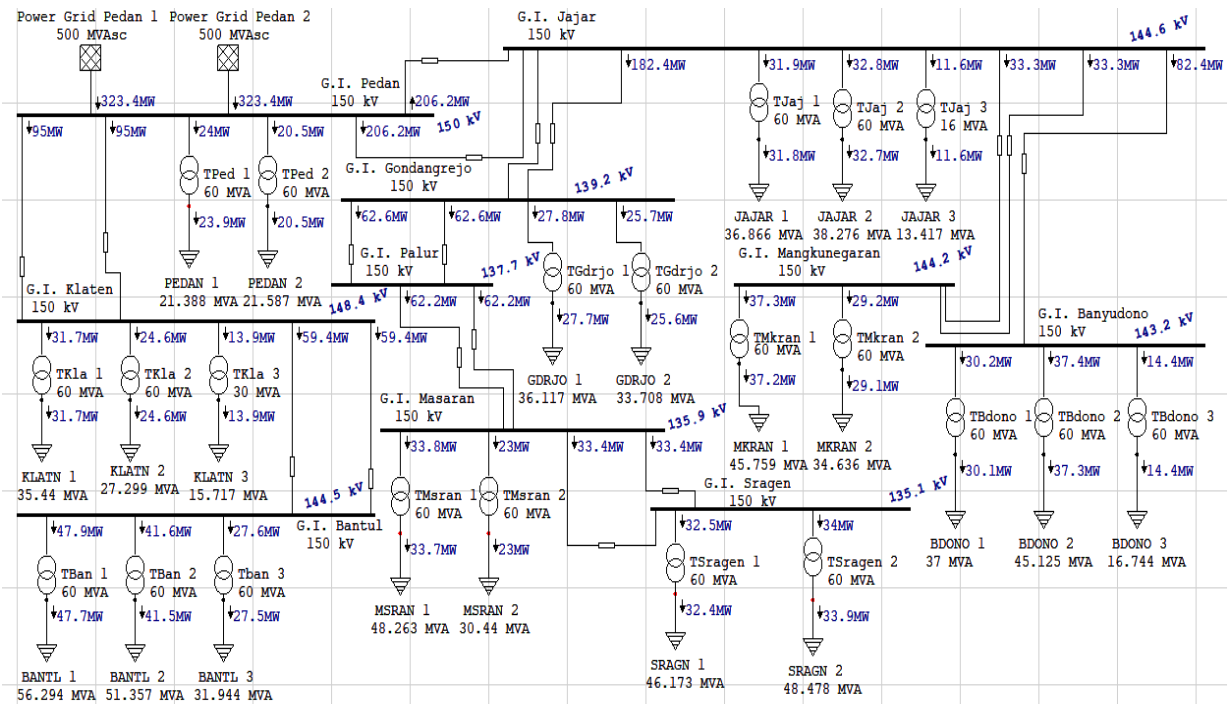


Gambar 4.3 Hasil Aliran Daya Kontingensi Saluran Jajar – Banyudono

Saluran Jajar – Banyudono merupakan contoh adanya sistem interkoneksi antar subsistem Pedan 1,2 dengan subsistem Tanjung Jati. Subsistem Pedan 1,2 merupakan penyalur utama aliran daya menuju bus banyudono melalui saluran tunggal (*single*) Jajar – Banyudono sehingga apabila terjadi kontingensi subsistem Pedan 1,2 melepas alihkan seluruh pembebanan kepada subsistem Tanjung Jati. Untuk keandalan suatu sistem tenaga listrik ini merupakan hal baik tetapi apabila subsistem Tanjung Jati mempunyai suplai yang berlebih sebagai pengaman untuk bus Banyudono itu sendiri.

4.2.5 Analisis Kontingensi Saluran Jajar 1 – Gondangrejo 1

Gambar 4.4 menunjukkan hasil aliran daya jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 ketika saluran Jajar 1 – Gondangrejo 1 dilakukan kontingensi. Saluran Jajar – Gondangrejo merupakan saluran yang menjembatani bus Palur, bus Masaran dan bus Sragen untuk menyalurkan daya. Perubahan aliran daya saat kontingensi saluran Jajar 1 – Gondangrejo 1 berdampak ke seluruh sistem dengan perubahan yang berbeda-beda.



Gambar 4.4 Hasil Aliran Daya Kontingensi Saluran Jajar 1 – Gondangrejo 1

Dampak yang paling signifikan terjadi perubahan pada saluran Jajar 2 – Gondangrejo 2 dengan menanggung beban berlebih hasil dari skema kontingensi ini. Perubahan aliran daya juga terjadi pada saluran transmisi dan bus setelah saluran Jajar – Gondangrejo, dapat dilihat terjadi penurunan tegangan bus Palur, bus Masaran dan bus Sragen.

Meskipun kontingensi saluran Jajar 1 – Gondangrejo 1 mempengaruhi hampir keseluruhan sistem tetapi jaringan 150 kV subsistem pedan 1,2 masih dalam kondisi baik dengan tidak adanya bus yang mengalami jatuh tegangan atau saluran transmisi melebihi kapasitas maksimalnya.

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian yang telah dilakukan, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Perhitungan Indeks Performa menghasilkan 17 urutan kontingensi pada jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2. Hanya urutan kontingensi tertinggi untuk nilai IP saluran sebesar 5,039414 pada kontingensi saluran Jajar – Gondangrejo dan nilai IP tegangan sebesar 16,69733 pada kontingensi saluran Pedan – Jajar mengakibatkan gangguan karena melebihi batas toleransi. Untuk urutan lainnya, perubahan aliran daya dan tegangan bus tidak membahayakan subsistem Pedan 1,2 karena parameter-parameter sistem masih dalam batas toleransi nilai yang diperbolehkan.
2. Jaringan 150 kV subsistem Pedan 1,2 memiliki keamanan sistem yang cukup baik. Dari 17 kemungkinan saluran transmisi mengalami gangguan, sebagian besar skema tersebut dapat menjaga sistem tetap beroperasi pada kondisi normal. Hanya pada skema kontingensi saluran Pedan – Jajar yang terjadi jatuh tegangan pada bus Masaran dan Sragen dengan nilai tegangan bus sebesar 133,4 kV dan 132,6 kV dari batas minimal.
3. Penggunaan dari nilai Indeks Performa saluran dan tegangan yang dihasilkan dengan melihat ranking saluran keduanya ketika kontingensi saluran terjadi. Jadi untuk menentukan tingkat akhir nilai Indeks Performa mana yang digunakan mempunyai porsi sama yang bergantung pada daftar kontingensi IP mana yang lebih tinggi saat terjadi kontingensi saluran tersebut.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan pada penelitian selanjutnya:

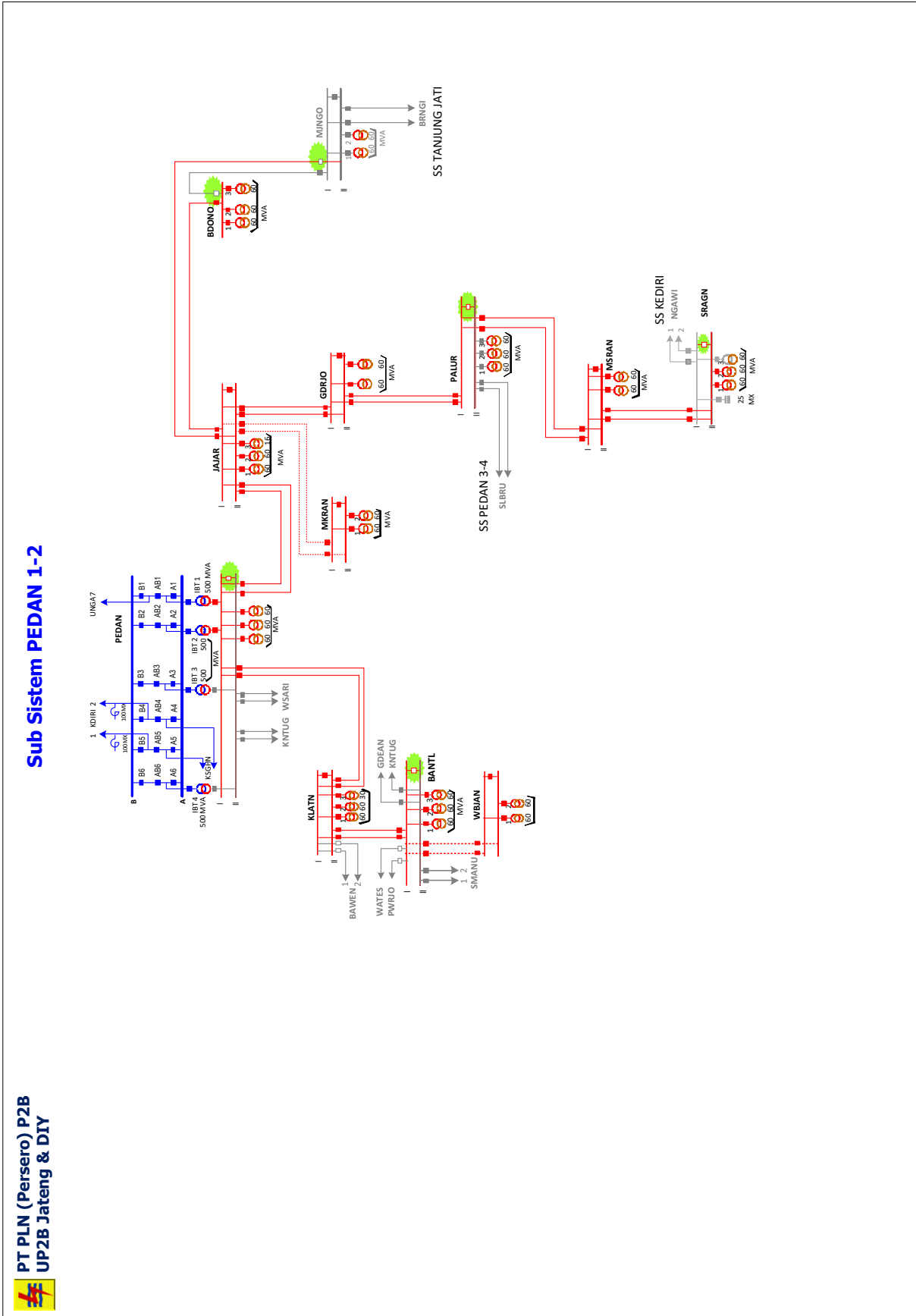
1. Analisis kontingensi dapat dikembangkan dengan menyatukan dua atau lebih subsistem.
2. Melakukan analisis kontingensi selain subsistem Pedan 1,2 untuk melihat keandalan pada subsistem lainnya.
3. Jika kontingensi dalam penelitian ini terjadi, maka dapat menjadikan penelitian ini sebagai salah satu bahan pertimbangan penilaian keandalan subsistem Pedan 1,2

DAFTAR PUSTAKA

- [1] U. Aulia, Tiyono, and L. M. Putranto, "Analisis Kontingensi Generator pada Sistem Transmisi 500 kV Jawa," *J. Penelit. Tek. Elektro dan Tek. Inf.*, vol. 1, no. 03, pp. 100–104, 2014.
- [2] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheble, *Power Generation, Operation and Control*, 3rd ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2013.
- [3] P. R. Bijwe, D. P. Kothari, and S. M. Kelapure, "An Efficient Approach for Contingency Ranking based on Voltage Stability," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 143–149, 2004.
- [4] N. Raj and R. J. Gupta, "Contingency Analysis of 5 Bus Sub-Station System : A Case Study," *Int. J. Innov. Res. Sci. Eng. Technol.*, vol. 5, no. 9, pp. 15947–15952, 2016.
- [5] O. J. Onojo, K. Inyama, and G. C. Ononiwu, "Contingency Analysis of the Nigeria 330kv Post-Reform Integrated Power System Using Power World Simulator," *Asian J. Nat. Appl. Sci.*, vol. 4, no. 2, pp. 70–85, 2015.
- [6] K. Verma and K. R. Niazi, "Contingency Constrained Power System Security Assessment using Cascade Neural Network," *J. Electr. Syst.*, vol. 8, no. 1, pp. 1–12, 2012.
- [7] D. Tri and A. Sari, "Analisis Kontingensi Sistem Tenaga Listrik di PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali APB Jawa Barat," *Pros. Semin. Nas. Tek. Elektro Inform.*, pp. 265–310, 2015.
- [8] F. J. Palasworo and A. Widiatoro, "Analisis Kontingensi Saluran Transmisi pada Jaringan 150 kV Surabaya Selatan," *Progr. Stud. Tek. Elektro FT, UM-Surabaya*, pp. 42–61, 2000.

LAMPIRAN

1. Single line diagram subsistem Pedan 1,2 150 kV



2. Data trafo subsistem Pedan 1,2

NO	GARDU INDUK	TRAFO		MERK	AMP NOM SISI 150KV	SIAP Amp	SET KV	MAMPU MVA	TGL	HARI	JAM	KY	Amp	PEMBEBANAN TERTINGGI				MVA	% In	% MVA	Beban Terendah (MW)	Beban Rata-rata (MW)	KETERANGAN	
		NO	DAYA (MVA)											RATIO (KV)	MV	MVAR								
APP SALATIGA																								
1	BANTL	1	60	150/20	UNINDO	231	150	60	01/10/18	Monday	19:00	142	228.4	55.0	12.0	98.9	93.8	27.5	45.4					
2	BANTL	2	60	150/20	PAUWELS	231	150	60	14/10/18	Sunday	19:00	141	210.0	43.6	16.6	90.9	85.6	36.2	43.4					
3	BANTL	3	60	150/20	UNINDO	231	150	60	15/10/18	Monday	19:00	141	131.2	30.3	8.1	56.8	53.2	19.6	28.6					
6	BOONO	1	60	150/20	CGPOWER	231	150	60	25/10/18	Thursday	19:00	144	148.4	35.0	12.0	84.2	61.7	21.0	27.6					
7	BOONO	2	60	150/20	PAUWELS	231	150	60	11/10/18	Thursday	19:00	141	184.5	43.3	12.0	78.9	75.2	30.9	35.2					
8	BOONO	3	60	150/22	CGPOWER	231	151	60	03/10/18	Wednesday	20:00	136	71.2	16.1	4.6	30.8	27.9	10.0	11.7					
13	GORJO	1	60	150/20	UNINDO	231	150	60	16/10/18	Tuesday	19:00	141	146.0	34.1	11.9	64.1	60.2	16.7	29.3					
14	GORJO	2	60	150/22	CGPAUWELS	231	151	60	30/10/18	Tuesday	20:00	144	134.8	31.5	12.0	58.3	56.1	16.3	27.4					
17	JAJAR	1	60	150/20	PASTI	231	150	60	09/10/18	Tuesday	19:00	145	147.0	35.8	8.8	63.7	61.4	21.7	28.5					
18	JAJAR	2	60	150/20	XIAN	231	150	60	03/10/18	Wednesday	19:00	137	160.8	37.0	9.8	68.6	63.8	10.9	33.1					
19	JAJAR	3	16	150/22	UNINDO	62	150	16	15/10/18	Monday	19:00	141	54.9	5.1	2.9	88.1	83.3	3.2	6.4					
20	KLATN	1	60	150/20	UNINDO	231	150	60	28/10/18	Friday	19:00	146	140.0	34.0	10.0	60.6	59.1	17.0	26.7					
21	KLATN	2	60	150/20	ABB	231	150	60	14/10/18	Sunday	19:00	144	109.0	26.1	8.0	47.2	45.4	15.5	19.5					
22	KLATN	3	30	150/20	CGPAUWELS	115	150	30	15/10/18	Monday	19:00	143	63.8	14.9	5.0	55.2	52.5	6.0	9.8					
31	MKRAN	1	60	150/20	PAUWELS	231	150	60	09/10/18	Tuesday	19:00	145	182.4	43.3	14.8	79.0	76.3	26.4	33.1					
32	MKRAN	2	60	150/20	UNINDO	231	150	60	01/10/18	Monday	19:00	139	143.7	33.1	10.2	62.2	57.7	22.4	27.8					
33	MSPRAN	1	60	150/20	ELEEN	231	185	48	08/10/18	Monday	19:00	139	200.2	44.7	18.2	86.7	100.5	24.6	41.9					
34	MSPRAN	2	60	150/20	UNINDO	231	150	60	15/10/18	Monday	19:00	137	128.1	29.2	8.6	55.5	50.7	26.6	28.5					
37	PALUR	1	60	150/20	PAUWELS	231	150	60	09/10/18	Tuesday	19:00	140	212.2	45.5	17.4	91.9	85.8	37.8	44.6					
38	PALUR	2	60	150/20	XIAN	231	150	60	29/10/18	Monday	19:00	145	164.0	38.6	14.2	71.0	68.4	25.9	31.9					
39	PALUR	3	60	150/20	PAUWELS	231	150	60	12/10/18	Friday	19:00	140	223.5	50.5	19.2	96.8	90.0	38.0	46.6					
40	PDAM5	1	60	150/22	CGPOWER	231	150	60	09/10/18	Tuesday	19:00	148	83.7	20.5	6.1	36.2	35.6	3.4	13.3					
41	PDAM5	2	60	150/20	UNINDO	231	150	60	01/10/18	Monday	19:00	145	85.7	21.0	5.0	37.1	36.0	1.5	10.8					
57	SFRAGN	1	60	150/20	PAUWELS	231	150	60	30/10/18	Tuesday	19:00	140	190.8	43.2	15.3	82.6	77.0	15.3	18.7					
58	SFRAGN	2	60	150/20	UNINDO	231	150	60	04/10/18	Thursday	19:00	131	213.6	45.4	17.0	92.5	80.7	21.7	43.9					

3. Data parameter subsistem Pedan 1,2

Name	Type	Length km	Irated(kA)	Irated(act I rated) kA	Z1 Ohm	phiz1 deg	R1 Ohm	X1 Ohm	R0 Ohm	X0 Ohm	Ice A	k0	phik0 deg
BANTUL-KLATEN1	TypLine,TypTow,TypGeo,TypCabsys OHL-150KV-HAWK 1x281.1mm (580A)	34.765	0.58	0.58	14.58724	70.94324	4.762805	13.7878	9.977555	41.3634	0	0.6412987	8.348166
BANTUL-KLATEN2	OHL-150KV-HAWK 1x281.1mm (580A)	34.765	0.58	0.58	14.58724	70.94324	4.762805	13.7878	9.977555	41.3634	0	0.6412987	8.348166
BANYUDONO-JAJAR	OHL-150KV-HAWK 1x281.1mm (580A)	8.65	0.58	0.58	3.629503	70.94324	1.18505	3.43059	2.48255	10.29177	0	0.6412987	8.348166
JAJAR-GONDANGREJO 1	OHL-150KV-HAWK 1x281.1mm (580A)	13.4	0.58	0.58	5.622582	70.94324	1.8358	5.31444	3.8458	15.94332	0	0.6412987	8.348166
JAJAR-GONDANGREJO 2	OHL-150KV-HAWK 1x281.1mm (580A)	13.4	0.58	0.58	5.622582	70.94324	1.8358	5.31444	3.8458	15.94332	0	0.6412987	8.348166
JAJAR-MANGKUNEGARAN1	CAB-150KV-CU 240mm (550A)	5.6	0.55	0.55	0.885314	56.61149	0.4872	0.7392	1.3272	2.2176	0	0.6402146	3.784061
JAJAR-MANGKUNEGARAN2	CAB-150KV-CU 240mm (550A)	5.6	0.55	0.55	0.885314	56.61149	0.4872	0.7392	1.3272	2.2176	0	0.6402146	3.784061
MASARAN - PALURI	OHL-150KV-HAWK 1x281.1mm (580A)	12.4	0.58	0.58	5.202987	70.94324	1.6988	4.91784	3.5588	14.75352	0	0.6412987	8.348166
MASARAN - PALUR2	OHL-150KV-HAWK 1x281.1mm (580A)	12.4	0.58	0.58	5.202987	70.94324	1.6988	4.91784	3.5588	14.75352	0	0.6412987	8.348166
MASARAN - SRAGEN1	OHL-150KV-HAWK 1x281.1mm (580A)	10.84	0.58	0.58	4.548418	70.94324	1.48508	4.299144	3.11108	12.89743	0	0.6412987	8.348166
MASARAN - SRAGEN2	OHL-150KV-HAWK 1x281.1mm (580A)	10.84	0.58	0.58	4.548418	70.94324	1.48508	4.299144	3.11108	12.89743	0	0.6412987	8.348166
PALUR-GONDANGREJO 1	OHL-150KV-HAWK 1x281.1mm (580A)	10.8	0.58	0.58	4.531634	70.94324	1.4796	4.28328	3.0996	12.84984	0	0.6412987	8.348166
PALUR-GONDANGREJO 2	OHL-150KV-HAWK 1x281.1mm (580A)	10.8	0.58	0.58	4.531634	70.94324	1.4796	4.28328	3.0996	12.84984	0	0.6412987	8.348166
PEDAN-JAJARI	OHL-150KV-ZEBRA 2x484.5mm (1620A)	18.473	1.62	1.62	5.234421	82.15014	0.714905	5.185371	3.485855	15.55611	0	0.683587	-7.1095
PEDAN-JAJAR2	OHL-150KV-ZEBRA 2x484.5mm (1620A)	18.473	1.62	1.62	5.234421	82.15014	0.714905	5.185371	3.485855	15.55611	0	0.683587	-7.1095
PEDAN-KLATEN1	OHL-150KV-ACSR 2x240mm (1200A)	12.736	1.05	1.05	3.608812	82.15014	0.492883	3.574995	2.403283	10.72499	0	0.683587	-7.1095
PEDAN-KLATEN2	OHL-150KV-ACSR 2x240mm (1200A)	12.736	1.05	1.05	3.608812	82.15014	0.492883	3.574995	2.403283	10.72499	0	0.683587	-7.1095

4. Hasil lengkap perhitungan IP saluran

Saluran Transmisi	Perhitungan IP_flow																	
	0.49699	0.12239	0.12239	0.12239	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881
Pedan 1 - Klaten 1	Outage 1	0.49699	0.12239	0.12239	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881
Pedan 2 - Klaten 2	Outage 2	0.49699	0.12239	0.12239	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881	0.12881
Klaten 1 - Bantul 1	Outage 3	0.20624	0.79682	0.79682	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557
Klaten 2 - Bantul 2	Outage 4	0.20624	0.79682	0.79682	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557	0.21557
Pedan 1 - Jajar 1	Outage 5	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177
Pedan 2 - Jajar 2	Outage 6	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177	0.34177
Jajar 1 - Gondangrejo 1	Outage 7	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757
Jajar 2 - Gondangrejo 2	Outage 8	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757	0.53757
Gondangrejo 1 - Palur 1	Outage 9	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814
Gondangrejo 2 - Palur 2	Outage 10	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814	0.25814
Palur 1 - Masaran 1	Outage 11	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497
Palur 2 - Masaran 2	Outage 12	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497	0.25497
Masaran 1 - Sragen 1	Outage 13	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356
Masaran 2 - Sragen 2	Outage 14	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356	0.07356
Jajar 1 - Mangkunegaran 1	Outage 15	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534
Jajar 2 - Mangkunegaran 2	Outage 16	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534	0.07534
Jajar - Banyudono	Outage 17	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484	0.41484
Nilai IP_flow		4.40701	4.53914	4.53914	4.2968	5.039414	5.039414	5.039414	4.607156	4.607156	4.607156	4.592676	4.592676	4.304766	4.304766	4.304766	4.35649	3.6055
Rangking IP_flow		5	4	4	8	1	1	1	2	2	2	3	3	7	7	7	6	9

5. Hasil lengkap perhitungan IP tegangan

Catatan:	Saluran Transmisi	Outage	Saluran Kontingenasi																														
			Bus																														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17														
	Klaten	1	1.85167	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192	1.85192														
	Bantul	2	1.85204	1.85291	1.85291	1.85171	1.85171	1.85171	1.85171	1.85171	1.85171	1.85171	1.85171	1.85171	1.85171	1.85171	1.85171	1.85171	1.85171	1.85171													
	Jajar	3	1.8517	1.8517	1.8517	1.85363	1.8517	1.8517	1.8517	1.8517	1.8517	1.8517	1.8517	1.8517	1.8517	1.8517	1.8517	1.8517	1.8517	1.8517	1.8517												
	Gondangrejo	4	1.85232	1.85232	1.85232	1.85558	1.85558	1.85363	1.85332	1.85558	1.85332	1.85558	1.85332	1.85558	1.85332	1.85558	1.85332	1.85558	1.85332	1.85558	1.85332												
	Palur	5	1.85301	1.85301	1.85301	1.85703	1.85703	1.85467	1.85467	1.85897	1.85703	1.85897	1.85467	1.85897	1.85703	1.85897	1.85467	1.85897	1.85703	1.85897	1.85467												
	Masaran	6	1.85402	1.85402	1.85402	1.85402	1.85402	1.85467	1.85467	1.85897	1.85703	1.85897	1.85467	1.85897	1.85703	1.85897	1.85467	1.85897	1.85703	1.85897	1.85467												
	Sragen	7	1.85467	1.85467	1.85467	1.85467	1.85467	1.85467	1.85467	1.86	1.85703	1.85467	1.85467	1.85467	1.85703	1.85467	1.85467	1.85467	1.85703	1.85467	1.85467												
	Mangkunegaran	8	1.85175	1.85175	1.85175	1.85175	1.85175	1.85175	1.85175	1.85389	1.85175	1.85389	1.85175	1.85389	1.85175	1.85389	1.85175	1.85389	1.85175	1.85389	1.85175												
	Banyudono	9	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194	1.8546	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194	1.85194											
		10	16.67312	16.67312	16.67422	16.69733	16.69733	16.69733	16.69733	16.69733	16.68058	16.68058	16.67642	16.67642	16.68058	16.67642	16.68058	16.67642	16.68058	16.67642	16.67642	16.67385	16.67385	16.67385	16.67385	16.67385	16.6731	14.81882					
	Palur 1 - Masaran 1	11	7	7	5	5	5	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	6	6	6	8	8	8	9					
	Palur 2 - Masaran 2	12																															
	Masaran 1 - Sragen 1	13																															
	Masaran 2 - Sragen 2	14																															
	Jajar 1 - Mangkunegaran 1	15																															
	Jajar 2 - Mangkunegaran 2	16																															
	Jajar - Banyudono	17																															