



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - EE 184801

SECURITY CONSTRAINED DC OPTIMAL POWER FLOW
MEMPERTIMBANGKAN PELEPASAN BEBAN
DI SISTEM SULSELBAR

Yusiharfian Melandi Pramadinata
NRP 0711154000028

Dosen Pembimbing
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - EE 184801

SECURITY CONSTRAINED DC OPTIMAL POWER FLOW
MEMPERTIMBANGKAN PELEPASAN BEBAN
DI SISTEM SULSELBAR

Yusiharfian Melandi Pramadinata
NRP 0711154000028

Dosen Pembimbing
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - EE 184801

***SECURITY CONSTRAINED DC OPTIMAL POWER FLOW
CONSIDER LOAD SHEDDING IN SULSELBAR SYSTEM***

Yusiharfian Melandi Pramadinata
NRP 0711154000028

Supervisors

Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

DEPARTEMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2019

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan “***Security Constrained DC Optimal Power Flow Mempertimbangkan Pelepasan Beban di Sistem Suselbar***” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 11 Juli 2019

Yusiharfian Melandi P
NRP 0711154000028

**SECURITY CONSTRAINED DC OPTIMAL POWER
FLOW MEMPERTIMBANGKAN PELEPASAN BEBAN
DI SISTEM SULSELBAR**

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.
NIP. 1974 11 29 2000 12 1001 NIP. 1965 09 01 1991 03 2002



Security Constrained DC Optimal Power Flow **Mempertimbangkan Pelepasan Beban** **di Sistem Sulsebar**

Nama Mahasiswa : Yusiharfian Melandi Pramadinata
NRP : 07111540000028
Pembimbing I : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.
NIP : 197411292000121001
Pembimbing II : Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.
NIP : 196509011991032002

ABSTRAK

DCOPF dengan mempertimbangkan batas keamanan sistem merupakan pengembangan dari *Optimal Power Flow* dengan memperhitungkan adanya kontingensi pada saluran transmisi dan *ramp rate generator*. Gangguan kontingensi yang terjadi pada saluran transmisi dapat menyebabkan pemadaman total atau *blackout* dan kegagalan unit pembangkit dalam membangkitkan tenaga listrik. Pada sistem Sulsebar, *blackout* yang terjadi berlangsung hingga 5 jam karena disebabkan adanya gangguan kontingensi pada saluran transmisi. Untuk mengatasi gangguan *blackout* tersebut maka dilakukan perencanaan sistem tenaga listrik yaitu *Security Constrained DCOPF* mempertimbangkan pelepasan beban. Dalam menentukan perencanaan pembangkitan terdapat batasan-batasan yang harus dipenuhi dan tidak melanggar batasan, seperti ramp rate generator, kapasitas saluran, kebutuhan beban, dan kontingensi. Pelepasan beban digunakan untuk mengatasi agar unit pembangkit tidak mengalami pemadaman secara total dan tetap dapat melayani kebutuhan beban. Metode dalam perhitungan *SCOPF* yaitu dengan menggunakan *Quadratic programming* yang diterapkan kedalam *software Matlab* dan *Matpower* berdasarkan data batasan-batasan yang telah diambil. Hasil dari perhitungan *SCOPF* pada *Matlab* dan *Matpower* tersebut dapat digunakan untuk meminimalkan *blackout* yang terjadi di sistem Sulsebar.

Kata kunci: *DCOPF, Load Shedding, Quadratic Programming, SCDCOPF, Security Constrained, Sulawesi, Sulsebar*

Halaman ini sengaja dikosongkan

Security Constrained DC Optimal Power Flow Consider Load Shedding In Sulselbar System

Name : Yusiharfian Melandi Pramadinata
NRP : 07111540000028
Supervisor I : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.
NIP : 197411292000121001
Supervisor II : Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, MT.
NIP : 196509011991032002

ABSTRACT

Security Constrained DCOPF is the development of OPF by taking into contingency on the transmission line and generator ramp rate. Contingency disturbances that occur in transmission line can cause blackout and failure of generator unit for generate electricity. In Sulselbar system, blackout that occur last up to 5 hours due to the presence of the blackout disturbance, the electric power system planning, namely Security Constrained DCOPF, is considered load shedding. In determining the generation plan, there are constraints that must be fulfilled and do not exceed the limits, such as generator ramp rate, line capacity, load demand, and contingency. Load shedding is used to resolve the generator unit so as not to experience blackout and still be able to service load demand. The method in calculating SCOPF is by using Quadratic programming which is applied to Matlab and Matpower software based on data on the limits that have been taken. The results of SCOPF calculations on Matlab and Matpower can be used to minimize blackouts that occur in the Sulselbar system.

Kata kunci: *DCOPF, Load Shedding, Quadratic Programming, SCDCOPF, Security Constrained, Sulawesi, Sulselbar*

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT atas segala berkat dan rahmat-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan penelitian ini sebagai tugas akhir untuk menyelesaikan jenjang studi S1 pada bidang studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Besar harapan penulis agar tugas akhir ini dapat memberikan manfaat bagi pembaca, khususnya mahasiswa Teknik Elektro untuk ke depannya dan dapat diterapkan dengan nyata.

Dalam menyelesaikan tugas akhir ini saya mengucapkan terimakasih atas segala bantuan, bimbingan, cinta dan dukungan yang telah diberikan, kepada:

1. Tuhan Yang Maha Esa atas rahmat, karunia, hidayah dan segala-Nya.
2. Ayah, ibu yang tetap percaya dan selalu mendoakan.
3. Dr. Rony Seto Wibowo ST., MT., selaku Dosen Pembimbing I Tugas Akhir dan Ir. Ni Ketut Aryani, MT, selaku Dosen Pembimbing II Tugas Akhir yang telah memberikan arahan, saran serta bimbingan selama pengerjaan tugas akhir dan selama perkuliahan di Teknik Elektro.
4. Teman-teman seperjuangan, Mbak Fia, Mas Nurdin, Mas Fiqul, Mas Deddy, Hotang, Keke dan Taufik.
5. Teman-teman S3, Sazza dan Adi atas hiburan dan dukungannya.
6. Teman-teman E55 dan KNALPOTS 2015, atas segala suka dan duka.
7. Teman-teman Romansa yang telah memberikan hiburan.
8. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu, dengan tanpa mengurangi rasa terima kasih penulis.

Dalam menyusun tugas akhir ini, penulis menyadari bahwa tugas akhir ini masih jauh dari sempurna. Oleh karena itu, kritik dan saran dari pembaca sangat diharapkan untuk pengembangan penelitian dan ilmu pengetahuan.

Surabaya, 11 Juli 2019

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
PERNYATAAN KEASLIAN	iii
LEMBAR PENGESAHAN	v
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	ix
KATA PENGANTAR	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xix
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan	3
1.4 Batasan Masalah	3
1.5 Metodologi Tugas Akhir	3
1.6 Sistematika Laporan	5
1.7 Relevansi	5
BAB 2 SECURITY CONSTRAINED DC OPTIMAL POWER FLOW DENGAN MEMPERTIMBANGKAN LOAD SHEDDING ... 7	
2.1 Sistem Tenaga Listrik	7
2.1.1. Pembangkitan	8
2.1.1.1. Generator	8
2.1.1.2. Transformator	11
2.1.2. Transmisi	11
2.1.3. Distribusi	12
2.1.4. Beban	12
2.2 Keamanan Sistem Tenaga Listrik	13
2.3 Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik	14
2.4 <i>DC Power Flow</i>	14
2.5 <i>Optimal Power Flow</i>	15
2.6 Perancangan <i>OPF</i> Arus Searah	16
2.7 <i>Optimal Power Flow</i> Arus Searah	17
2.8 <i>Quadratic programming</i>	19
2.9 <i>Dynamic DC Optimal Power Flow</i> Dengan Batas Keamanan Sistem	19
2.10 <i>Load shedding</i> Sistem Tenaga Listrik	21

BAB 3	<i>QUADRATIC PROGRAMMING DC OPTIMAL POWER FLOW</i>	MEMPERTIMBANGKAN <i>LOAD SHEDDING</i>	DENGAN BATAS KEAMANAN SISTEM.....	23
3.1	Algoritma			23
3.2	<i>Quadratic programming</i> Pada Matlab.....			24
3.3	Penerapan <i>Quadratic programming</i> Pada Dynamic DC			
	<i>Optimal Power Flow</i>			26
3.3.1.	Fungsi Objektif dan <i>Constraints</i>			26
3.3.2.	Tahapan DCOPF Menggunakan <i>Quadratic programming</i>			28
3.3.2.1.	Pembentukan Matriks A			28
3.3.2.2.	Pembentukan Matriks H.....			31
3.3.2.3.	Pembentukan Vektor Linier C.....			32
3.3.2.4.	Pembentukan Vektor batas bawah lb dan batas atas ub			32
3.3.2.5.	Pembentukan Vektor xmin dan xmax			33
3.3.2.6.	Vektor x0.....			33
BAB 4	SIMULASI DAN ANALISA			35
4.1	Simulasi Validasi Sistem 9 Bus IEEE			35
4.1.1.	Validasi Tahap 1 Tanpa Batasan.....			36
4.1.1.1.	Hasil Validasi Tahap 1			36
4.1.1.2.	Analisa Validasi Tahap 1			37
4.1.2.	Validasi Tahap 2 Dengan Batasan Saluran			38
4.1.2.1.	Hasil Validasi Tahap 2			38
4.1.2.2.	Analisa Validasi Tahap 2			39
4.1.3.	Validasi Tahap 3 Dengan Batasan Saluran Dan <i>Ramp rate</i>			39
4.1.3.1.	Hasil Validasi Tahap 3			39
4.1.3.2.	Analisa Validasi Tahap 3			41
4.1.4.	Validasi Tahap 4 Batasan Kontingensi Dan <i>Load shedding</i>			41
4.1.4.1.	Hasil Validasi Tahap 4			42
4.1.4.2.	Analisa Validasi Tahap 4			45
4.2	Simulasi <i>SCDCOPF</i> Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan dan Barat			46
4.2.1.	Sistem Kelistrikan Sulselbar			46
4.2.2.	Data Pembangkit Sistem Sulselbar			46

4.2.3.	Data Saluran Sistem Suselbar	48
4.2.4.	Data Bus Sistem Suselbar	49
4.2.5.	Hasil Simulasi <i>SCDCOPF</i> Mempertimbangkan <i>Load shedding</i> Pada Sistem Suselbar	51
4.2.6.	Analisa <i>SCDCOPF</i> Mempertimbangkan <i>Load shedding</i> Pada Sistem Suselbar	61
BAB 5	PENUTUP.....	63
5.1	Kesimpulan	63
5.2	Saran	63
DAFTAR PUSTAKA		65
LAMPIRAN.....		67
RIWAYAT HIDUP PENULIS.....		83

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Skema Sistem Tenaga Listrik	7
Gambar 2. 2 Skema Unit Pembangkit Turbin.....	9
Gambar 2. 3 Kurva <i>input-output</i> pembangkit <i>thermal</i>	10
Gambar 2. 4 Kurva <i>incremental heat rate</i> pembangkit <i>thermal</i>	11
Gambar 2. 5 Skema Trafo <i>Step up</i>	11
Gambar 2. 6 Kurva Beban Harian	12
Gambar 3. 1 Flow Chart Penulisan Tugas Akhir.....	23
Gambar 3. 2 Sistem 3 Bus	29
Gambar 4. 1 Pengaruh <i>Ramp rate</i>	43
Gambar 4. 2 Total <i>Load shedding</i>	44
Gambar 4. 3 Single Line Diagram Sistem Sulselbar	46
Gambar 4. 4 Pengaruh <i>Ramp rate</i> Saluran Bus 1-5	55
Gambar 4. 5 Total <i>Load shedding</i>	56
Gambar 4. 6 Pengaruh <i>Ramp rate</i>	59
Gambar 4. 7 Total <i>Load shedding</i>	59

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Perbandingan <i>Quadprog</i> dan <i>qps_matpower</i>	25
Tabel 4. 1 Data Sistem 9 Bus IEEE Modifikasi	35
Tabel 4. 2 Data Saluran Sistem 9 Bus Modifikasi	36
Tabel 4. 3 Data Pembangkitan Sistem 9 Bus IEEE Modifikasi	36
Tabel 4. 4 Tabel Sudut tegangan	37
Tabel 4. 5 Tabel Daya Pembangkitan	37
Tabel 4. 6 Tabel Permintaan Beban.....	37
Tabel 4. 7 Data Variabel <i>Output</i>	38
Tabel 4. 8 Data Kapasitas Saluran Sistem 9 Bus IEEE Modifikasi	39
Tabel 4. 9 Data Kapasitas Saluran 9 Bus IEEE Modifikasi	40
Tabel 4. 10 Daya Pembangkitan Tanpa Batasan <i>Ramp rate</i>	40
Tabel 4. 11 Daya Pembangkitan Dengan Batasan <i>Ramp rate</i>	40
Tabel 4. 12 Total Daya Dan Total Beban	40
Tabel 4. 13 Total Biaya Pembangkitan	41
Tabel 4. 14 Dampak Kontingensi Sistem 9 Bus IEEE Modifikasi	42
Tabel 4. 15 Saluran Dengan <i>Load shedding</i> Tanpa <i>Ramp rate</i>	42
Tabel 4. 16 Total Biaya Saat Kontingensi Dengan <i>Load shedding</i>	43
Tabel 4. 17 Perbandingan Daya Pembangkitan Dan <i>Ramp rate</i> Saluran Bus 8 Ke 9	43
Tabel 4. 18 Total Biaya Pembangkitan	44
Tabel 4. 19 Total Daya Dan Totan Beban	44
Tabel 4. 20 Total <i>Load shedding</i>	44
Tabel 4. 21 Aliran Daya Kondisi Normal Kontingensi Validasi Tahap 4 Saluran Bus 8-9 Dengan <i>Ramp rate</i>	45
Tabel 4. 22 Data Unit Pembangkit	47
Tabel 4. 23 Data <i>Cost function</i> Untuk Unit Pembangkit	47
Tabel 4. 24 Data <i>Cost function</i> Untuk Unit Pembangkit	48
Tabel 4. 25 Data Saluran	48
Tabel 4. 26 Data Saluran (Lanjutan)	49
Tabel 4. 27 Data Bus	50
Tabel 4. 28 Data Bus (Lanjutan)	51
Tabel 4. 29 Data Kapasitas Saluran Sistem Sulsebar Modifikasi	51
Tabel 4. 30 Data Kapasitas Saluran Sistem Sulsebar Modifikasi (Lanjutan)	52

Tabel 4. 31 Dampak Kontingensi.....	53
Tabel 4. 32 Dampak Kontingensi (Lanjutan).....	54
Tabel 4. 33 Biaya Pembangkitan	54
Tabel 4. 34 Total Daya Dan Total Beban.....	54
Tabel 4. 35 Daya Pembangkitan Dan <i>Ramp rate</i>	55
Tabel 4. 36 Total <i>Load shedding</i>	56
Tabel 4. 37 Aliran Daya Kondisi Normal Kontingensi Sistem Sulselbar.....	56
Tabel 4. 38 Aliran Daya Kondisi Normal Kontingensi Sistem Sulselbar (Lanjutan).....	57
Tabel 4. 39 Biaya Pembangkitan	57
Tabel 4. 40 Total Daya Dan Total Beban.....	57
Tabel 4. 41 Daya Pembangkitan Dan <i>Ramp rate</i>	58
Tabel 4. 42 Total <i>Load shedding</i>	59
Tabel 4. 43 Aliran Daya Kondisi Normal Kontingensi Sistem Sulselbar.....	60
Tabel 4. 44 Aliran Daya Kondisi Normal Kontingensi Sistem Sulselbar (Lanjutan).....	61

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Energi listrik telah menjadi kebutuhan primer atau utama bagi masyarakat Indonesia. Industri dan rumah tangga membutuhkan energi listrik untuk menunjang berbagai kegiatan operasional maupun non-operasional. Dengan semakin banyaknya pembangunan industri maupun rumah tangga maka kebutuhan akan energi listrik mengalami peningkatan dari tahun ke tahun. Hal ini mendorong dibangunnya pembangkit diberbagai daerah di Indonesia semakin banyak. Untuk di daerah Pulau Jawa, kebutuhan atau penyaluran energi listrik sudah hampir terpenuhi seluruhnya. Akan tetapi, untuk daerah lain seperti contohnya daerah di Sulawesi, kebutuhan atau penyaluran energi listrik dan penyedia energi listrik masih belum seimbang. Penyedia energi listrik masih kesulitan untuk menyalurkan energi listrik karena masih kurangnya pembangkit yang dibangun di Sulawesi. Berdasarkan data Statistik Ketenagalistrikan Tahun Anggaran 2018, Rasio elektrifikasi Indonesia pada tahun 2017 mencapai 95.35%, sedangkan pada tahun 2016 mencapai 91.16%, dan pada tahun 2015 mencapai 88.30%. Namun peningkatan rasio elektrifikasi tersebut belum dapat dikatakan baik karena masih ada beberapa daerah di Indonesia yang rasio elektrifikasinya masih dibawah 80-90%. Rasio elektrifikasi untuk wilayah Sulawesi seperti Sulawesi Selatan mencapai 99.12%, Sulawesi Tenggara mencapai 81.54%, dan Sulawesi Barat mencapai 95.28% [1]. Dari data tersebut dapat dikatakan jika dalam memenuhi kebutuhan beban, penyaluran energi listrik masih belum merata diberbagai daerah di sistem Sulselbar.

Economic dispatch merupakan perhitungan yang bertujuan untuk menentukan penyaluran energi listrik dengan biaya paling rendah untuk sejumlah generator yang dibatasi oleh batasan masing-masing generator dan hasil dari total generator sama dengan total beban ditambah rugi-rugi. Perhitungan *Economic dispatch* mengabaikan efek yang disalurkan dari generator yang mempunyai pembebanan dari cabang transmisi atau efek dari tegangan bus. Dalam beberapa keadaan, efek tersebut seharusnya diperhitungkan. *Optimal power flow* merupakan penggabungan perhitungan *Economic dispatch* dengan perhitungan aliran daya sehingga *Economic dispatch* dan aliran daya dapat diselesaikan secara bersamaan. Total rugi-rugi dari sistem tenaga listrik hanyalah

bagian dari perhitungan aliran daya dan ditunjukkan dalam pembebanan generator pada bus referensi sehingga tidak perlu secara khusus untuk menghitung kerugian karena hal tersebut bagian dari aliran daya[2]. *Optimal power flow* yang dikembangkan dapat digunakan untuk batas keamanan *DCOPF* dengan memperhitungkan gangguan kontingensi dan *ramp rate* generator.

Gangguan kontingensi sering terjadi pada saluran transmisi yang menyebabkan terputusnya penyaluran tenaga listrik dan kegagalan pembangkitan tenaga listrik. Seperti gangguan kelistrikan yang terjadi di Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara dan Sulawesi Barat pada tanggal 11 Nopember 2017 yang menyebabkan *blackout* dikarenakan adanya gangguan transmisi Jeneponto-Punagaya. Selain itu, pada tanggal 15 Nopember 2018 juga terjadi *blackout* selama 5 jam lebih di Sulawesi Selatan dan sebagian wilayah Sulawesi Barat dan Sulawesi Tenggara. Dalam menanggulangi masalah gangguan tersebut akan dilakukan perencanaan dengan menggunakan *Security constrained DCOPF* mempertimbangkan *Load shedding*. *Load shedding* adalah suatu metode yang digunakan untuk mengatasi agar unit pembangkit tidak mengalami pemadaman secara total dan tetap dapat memenuhi kebutuhan beban. *Load shedding* digunakan untuk mengatasi kontingensi yang menyebabkan terlepasnya unit pembangkit pada saluran transmisi. Perencanaan *OPF* dengan mempertimbangkan keamanan sistem saat kontingensi terjadi akan menyebabkan biaya pembangkitan semakin tinggi dikarenakan adanya proses penyaluran listrik yang berulang-ulang untuk menyesuaikan perubahan saluran[3]. Oleh karena itu, *Load shedding* digunakan untuk meminimalkan hal tersebut sehingga biaya yang dibutuhkan setelah adanya kontingensi menjadi lebih optimal.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan uraian latar belakang didapatkan permasalahan yang timbul dalam perencanaan suatu sistem tenaga listrik yaitu menentukan perencanaan pembangkitan energi listrik yang optimal dan meminimalkan terjadinya *blackout* yang disebabkan oleh gangguan kontingensi pada saluran transmisi di sistem Sulselbar. Dalam merencanakan suatu sistem tenaga listrik dibutuhkan batasan-batasan seperti batasan kebutuhan beban, *ramp rate* generator, *cost function* generator, kapasitas saluran, dan kontingensi saluran. Adanya batasan-batasan tersebut bertujuan untuk mendapatkan suatu sistem tenaga listrik yang optimal dan aman. Selain itu, dengan mempertimbangkan *Load*

shedding apakah dapat membantu meminimalkan terjadinya *blackout* yang disebabkan oleh kontingensi pada saluran yang terjadi di sistem Sulsebar.

1.3 Tujuan

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk meminimalkan terjadinya *blackout* yang disebabkan oleh gangguan kontingensi pada saluran transmisi dan mendapatkan suatu sistem tenaga listrik yang optimal dan aman yang tidak melanggar dan memenuhi batasan-batasan operasi seperti kebutuhan beban, *ramp rate* generator, *cost function* generator, kapasitas saluran dan kontingensi saluran transmisi di sistem Sulsebar. Selain itu, untuk mengetahui pengaruh dari *Load shedding* sehingga meminimalkan terjadinya *blackout* yang disebabkan oleh kontingensi saluran di sistem Sulsebar.

1.4 Batasan Masalah

Batasan yang digunakan dalam Tugas Akhir ini sebagai berikut,

1. Aliran daya pada sistem adalah *DC Power flow*
2. Pembangkit yang digunakan diasumsikan selalu beroperasi
3. Saluran dalam sistem diasumsikan *double circuit*
4. Kapasitas saluran saat kontingensi diasumsikan menjadi setengah dari kapasitas saluran normal
5. Simulasi dilakukan dengan menggunakan *Matlab Matpower 6.0*
6. Metode yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan yaitu *quadratic programming*

1.5 Metodologi Tugas Akhir

Pada penelitian tentang *Security constrained DC Optimal power flow* mempertimbangkan Pelepasan Beban di Sistem Sulsebar akan menggunakan metode *Quadratic programming SCOPF*. Dalam *SCOPF* terdapat batasan-batasan yang harus diperhatikan seperti *ramp rate* generator, *cost function* generator, dan batasan saluran. Selain itu, dibutuhkan data frekuensi saluran untuk menganalisa pengaruh *Load shedding* terhadap sistem Sulsebar.

1. Studi Pustaka

Tahapan dalam pengerjaan penelitian ini untuk yang pertama yaitu dilakukan studi yang didapatkan dari jurnal dan buku referensi. Hasil dari studi tersebut berupa teori pendukung yang membahas tentang

SCOPF, *DCOPF*, *DC Power flow*, karakteristik saluran, *ramp rate* generator, *Load shedding* dan *Quadratic programming* pada *Matlab* dan *Matpower*.

2. Pengumpulan Data

Tahapan yang kedua yaitu melakukan pengumpulan data yang dibutuhkan dalam simulasi seperti *ramp rate* generator, *cost function* generator, kemampuan generator dalam membangkitkan energi listrik, impedansi saluran, kapasitas saluran, dan frekuensi saluran.

3. Pembuatan *SCDCOPF*

Tahapan yang ketiga yaitu melakukan pembuatan program *SCOPF* dengan data yang telah dikumpulkan. Data tersebut akan diolah dan dibuat program *SCOPF* dengan menggunakan metode *Quadratic programming* di Software *Matlab* dan *Matpower*.

4. Simulasi dan Analisis

Tahapan yang keempat yaitu melakukan simulasi program *SCOPF* dengan beberapa keadaan yang akan dimasukkan dalam program tersebut. Keadaan yang pertama yaitu dengan tidak memasukkan batasan apapun. Keadaan yang kedua yaitu dengan memasukkan data kapasitas saluran. Keadaan yang ketiga yaitu dengan memasukkan data kapasitas saluran, *ramp rate* generator, dan kontingensi. Dan keadaan yang keempat yaitu dengan memasukkan data kapasitas saluran, *ramp rate* generator, kontingensi, serta frekuensi saluran untuk mengetahui pengaruh *Load shedding* terhadap batas keamanan sistem. Hasil simulasi dari 4 keadaan tersebut akan dianalisis untuk mengetahui pengaruh dari batasan-batasan tersebut terhadap keamanan sistem seperti pengoptimalan pembangkitan daya dan total biaya pembangkitan. Serta dari 4 keadaan tersebut akan dianalisis untuk menentukan keadaan yang optimal dan aman untuk sistem tenaga listrik.

5. Penulisan Buku

Setelah melakukan simulasi dan analisis hasil program *SCOPF* kemudian akan dilakukan penulisan buku dalam bentuk laporan tugas akhir dan selanjutnya akan ditulis dalam bentuk jurnal. Laporan tersebut ditulis berdasarkan hasil yang diperoleh dari penelitian berupa kesimpulan dan analisis permasalahannya.

1.6 Sistematika Laporan

Sistematika susunan laporan tugas akhir adalah sebagai berikut:

Bab 1 : PENDAHULUAN

Bab ini membahas tentang latar belakang, tujuan penelitian, rumusan masalah, batasan masalah, metode penelitian, sistematika penulisan, dan relevansi dari penelitian.

Bab 2 : TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini berisi tentang dasar teori mengenai *optimal power flow*, *DC Power flow*, *Security constrained optimal power flow*, *Load shedding*, dan penjelasan tentang *quadratic programming*.

Bab 3 : QUADRATIC PROGRAMMING DC OPTIMAL POWER FLOW MEMPERTIMBANGKAN LOAD SHEDDING DENGAN BATAS KEAMANAN SISTEM

Bab ini berisi tentang penjelasan penerapan *quadratic programming* untuk permasalahan aliran daya optimal DC pada beban dinamis dengan batas keamanan sistem dan mempertimbangkan *Load shedding*.

Bab 4 : SIMULASI DAN ANALISIS

Bab ini berisi hasil simulasi *DCOPF* dengan mempertimbangkan batasan batasan sistem dan mempertimbangkan *Load shedding* menggunakan *quadratic programming* serta analisis hasil perhitungan *SCDCOPF* dengan kondisi kondisi tertentu.

Bab 5 : Penutup

Bab ini berisi kesimpulan yang didapatkan dari hasil pembahasan masalah dan saran-saran yang dapat mendukung dalam penyelesaian yang berhubungan dengan pokok-pokok pembahasan.

1.7 Relevansi

Hasil yang didapatkan dari tugas akhir ini diharapkan dapat memberikan kontribusi seperti berikut :

1. Pemadaman listrik yang terjadi di Sulawesi khususnya pada sistem Sulselbar dapat diminimalkan dengan memperhatikan *SCOPF*.

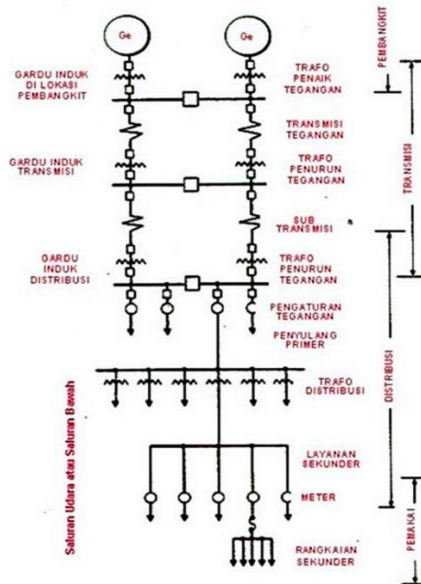
2. Penelitian *SCOPF* mempertimbangkan *Load shedding* dapat digunakan sebagai referensi dalam mengatasi kontingensi untuk selanjutnya dikembangkan.

BAB 2

SECURITY CONSTRAINED DC OPTIMAL POWER FLOW DENGAN MEMPERTIMBANGKAN LOAD SHEDDING

2.1 Sistem Tenaga Listrik

Sistem tenaga listrik merupakan sistem yang berasal dari beberapa pusat listrik dan gardu induk yang saling terhubung dengan jaringan transmisi, distribusi, dan beban sehingga terjadi interkoneksi. Secara umum sistem tenaga listrik ditunjukkan pada **gambar 2.1**[3]



Gambar 2. 1 Skema Sistem Tenaga Listrik

Energi listrik dibangkitkan oleh pembangkit tenaga listrik pada sisi pembangkitan. Sistem pembangkitan tenaga listrik berfungsi untuk membangkitkan energi listrik yang berasal dari berbagai macam pembangkit tenaga listrik seperti PLTA, PLTG, PLTU, PLTGU, PLTB, ataupun PLTD. Pada sisi pembangkitan ini sumber-sumber yang berasal dari energi alam akan diproses oleh *prime mover* menjadi energi mekanis yang berupa kecepatan atau putaran, kemudian energi mekanik tersebut

akan diubah menjadi energi listrik oleh generator. Energi listrik yang dihasilkan kemudian disalurkan melalui saluran transmisi dan didistribusikan ke beban (pelanggan) melalui saluran distribusi[4].

Terdapat beberapa kriteria dalam operasi sistem tenaga listrik, yaitu *security*, *economy*, dan *quality*[5]. *Security* atau keamanan merupakan kriteria yang bertujuan untuk mengetahui kemampuan sistem dalam menangani gangguan yang terjadi sehingga kerusakan pada sistem dapat dihindari. *Economy* atau ekonomi merupakan kriteria yang bertujuan untuk menghitung biaya operasi pada sistem. Biaya operasi terbesar dalam sistem kelistrikan berasal dari biaya pembangkitan khususnya biaya bahan bakar yang digunakan untuk pembangkitan. Terdapat teknik optimasi yang ekonomis dengan tetap memperhatikan batasan-batasan operasi. *Quality* atau kualitas merupakan kriteria yang bertujuan untuk mengetahui kualitas dari sistem berdasarkan kualitas tegangan dan frekuensi yang sesuai standar dan pembangkitan sistem dapat memenuhi kebutuhan beban[6].

Hal terpenting dari kriteria tersebut didasarkan pada kondisi real time. Saat kondisi normal, aspek ekonomi menjadi prioritas utama yang sebaiknya dioptimalkan biaya operasinya. Saat kondisi kontingensi, maka aspek keamanan menjadi prioritas utama yang harus dilakukan untuk menjaga keamanan sistem. Kondisi ideal ditunjukkan dengan terpenuhinya ketiga prioritas tersebut. Saat kondisi normal maupun kondisi kontingensi diharapkan sistem dapat berfungsi pada frekuensi standar, tingkat keamanan terhadap kondisi kontingensi yang baik, dan biaya operasi yang murah dengan memperhatikan keandalan dan batasan sistem.

2.1.1. Pembangkitan

2.1.1.1. Generator

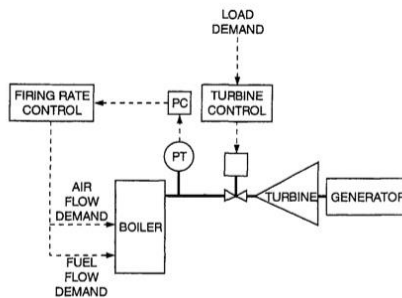
Generator merupakan peralatan utama yang digunakan untuk membangkitkan tenaga listrik. Generator mengubah energi mekanik menjadi energi listrik menggunakan prinsip induksi elektromagnetik. Generator yang umumnya digunakan yaitu generator tiga fasa atau generator sinkron. Energi mekanik dihasilkan dari perputaran turbin hidrolik pada air terjun, turbin uap, turbin gas, dan lain sebagainya. Pada sistem tenaga listrik, beberapa generator dioperasikan secara paralel untuk menyuplai beban. Interkoneksi antar generator disebut bus.

Generator dalam beroperasi mempunyai batasan batasan kemampuan yang bertujuan untuk menjaga generator agar tidak

mengalami kerusakan. Batasan batasan tersebut diantaranya *ramp rate*, daya maksimal, dan daya maksimum. Rating generator merupakan batasan yang dioperasikan sehingga generator mencapai nilai efisien. Generator dapat dioperasikan dibawah batas daya minimumnya, tetapi hal menyebabkan generator tidak efisien. Kerusakan generator juga dapat disebabkan jika generator dioperasikan melebihi batas atas daya maksimumnya. *Ramp rate* generator merupakan batasan yang digunakan untuk membatasi laju penambahan atau pengurangan daya keluaran generator[7]. Dalam hal ini, perubahan beban sangat mempengaruhi penambahan atau pengurangan daya keluaran generator.

Setiap generator mempunyai karakteristik yang berbeda-beda dalam unit pembangkit. Karakteristik tersebut meliputi *input-output* generator, dan *incremental rate* yang diperoleh dari data-data seperti: desain generator, pabrik pembuat generator, data historis pengoperasian generator, maupun data percobaan. Karakteristik unit pembangkit digunakan untuk perhitungan biaya pembangkitan dari tiap unit pembangkit sehingga dapat mencapai nilai yang ekonomis dan optimum.

Biaya pembangkit terbagi menjadi 2 jenis, yaitu biaya tetap dan biaya variabel. Biaya tetap merupakan biaya yang dikeluarkan walaupun unit pembangkit tidak beroperasi, seperti biaya pegawai, administrasi, dan lain sebagainya. Sedangkan biaya variabel merupakan biaya yang berhubungan dengan jumlah energi listrik yang dibangkitkan, seperti biaya bahan bakar, pemeliharaan, dan perbaikan[6]. Biaya bahan bakar berkaitan dengan karakteristik unit pembangkit yang merupakan karakteristik *input-output* bahan bakar, karakteristik *heat rate*, dan karakteristik *incremental heat rate*. *Input* bahan bakar dinyatakan dalam bentuk MBtu/h atau konsumsi energi sedangkan *output* daya dinyatakan dalam bentuk MW atau daya yang dibangkitkan[3].



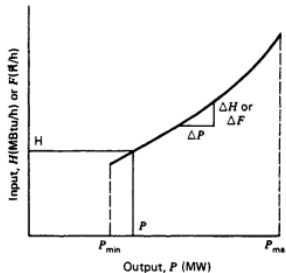
Gambar 2. 2 Skema Unit Pembangkit Turbin

Terdapat beberapa parameter dalam analisis pengaturan operasi sistem tenaga. Hal utama dalam masalah operasi ekonomis adalah karakteristik *input-output* pada pembangkit *thermal*. Untuk menggambarkan karakteristik *input-output*. *Input* merepresentasikan sebagai masukan total yang diukur dalam satuan biaya/jam dan *output* merepresentasikan daya keluaran listrik yang disediakan oleh sistem pembangkit tenaga listrik[6]. Karakteristik tersebut dapat digambarkan seperti berikut[5]:

$$H = \frac{Mbtu}{jam} \quad (2.1)$$

$$F = \frac{R}{jam} \quad (2.2)$$

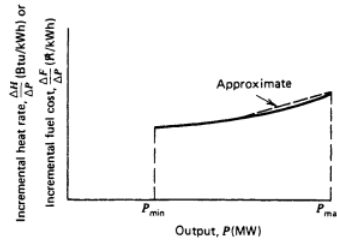
H merepresentasikan sebagai energi panas yang dibutuhkan tiap jam dan F merepresentasikan sebagai biaya tiap jam. F dapat disebut sebagai biaya operasional suatu unit yang terdiri dari biaya operasional dan biaya pemeliharaan. Karakteristik *input-output* dari unit pembangkit *thermal* yang ideal dapat digambarkan sebagai kurva nonlinear yang kontinyu. Data karakteristik *input-output* didapatkan dari perhitungan desain. Pembangkit *thermal* mempunyai batas operasi daya minimum dan maksimum. Batasan untuk beban minimum disebabkan oleh kestabilan pembakaran dan masalah desain generator. Pada umumnya untuk unit pembangkit *thermal* tidak dapat dioperasikan dibawah 30% dari kapasitas desain. Kurva *input-output* unit pembangkit *thermal* ditunjukkan pada gambar[3].



Gambar 2. 3 Kurva *input-output* pembangkit *thermal*

Kurva *incremental heat rate* merupakan karakteristik kemiringan dari *input-output* yang merupakan perbandingan perubahan konsumsi bahan bakar dengan perubahan daya yang dihasilkan.

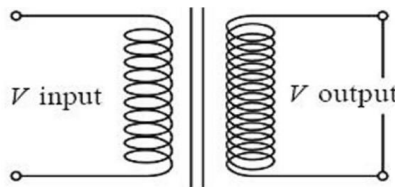
Incremental heat rate dapat dinyatakan sebagai $\frac{\partial H}{\partial P}$ atau *incremental cost rate* $\frac{\partial H}{\partial P}$. Kurva tersebut ditunjukkan pada gambar[3]



Gambar 2. 4 Kurva *incremental heat rate* pembangkit *thermal*

2.1.1.2. Transformator

Trafo merupakan komponen utama dalam sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk merubah nilai tegangan pada sisi primer menjadi nilai tegangan yang berbeda pada sisi sekunder. Ada beberapa jenis trafo seperti trafo daya, trafo *step up*, trafo *step down*, dan lain sebagainya. Jenis trafo yang sering digunakan dalam sistem transmisi yaitu trafo *step up*. Dengan nilai tegangan yang tinggi pada saat proses transmisi maka losses akan berkurang dan lebih kecil dibandingkan transmisi dengan tegangan yang rendah[3].



Skema sebuah trafo *step up*

$$N_s > N_p$$

Gambar 2. 5 Skema Trafo *Step up*

2.1.2. Transmisi

Transmisi merupakan sistem yang menerima energi listrik dari unit pembangkit. Tujuan dari sistem transmisi yaitu mentransfer energi listrik dari unit pembangkit menuju sistem distribusi yang kemudian dikirim untuk menyuplai beban. Sebelum masuk ke saluran transmisi

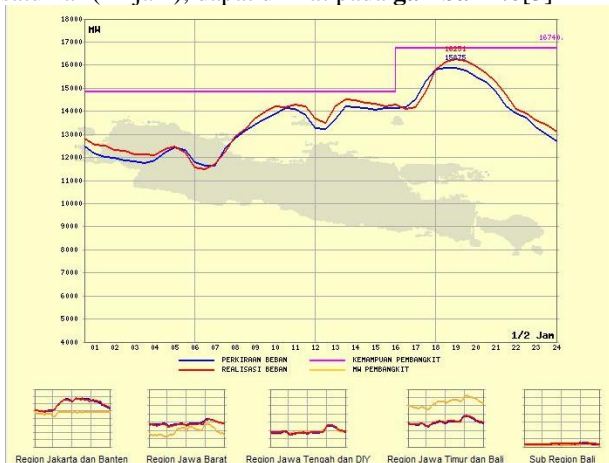
maka tegangan yang berasal dari unit pembangkit akan dinaikkan terlebih dahulu untuk mengurangi *losses* pada saluran. Sedangkan untuk mengurangi daya reaktif yang terjadi pada saluran maka dipasang *capacitor bank* dan *reactor bank*. Agar sistem dapat beroperasi dengan aman maka daya yang mengalir pada saluran harus memenuhi dan tidak melanggar kapasitas saluran[6].

2.1.3. Distribusi

Sistem distribusi berfungsi sebagai penerima energi listrik yang dikirim oleh sistem transmisi melalui saluran transmisi. Energi listrik kemudian didistribusikan ke beban atau pelanggan melalui saluran distribusi. Daya yang mengalir pada saluran distribusi perlu diperhatikan untuk menjaga sistem tetap beroperasi.

2.1.4. Beban

Beban merupakan konsumen utama dari energi listrik yang terbagi menjadi beberapa daerah yaitu daerah industri, komersial, dan residential. Kebutuhan akan energi listrik pada masing-masing daerah selalu berubah -ubah dalam satuan waktu(jam). Kurva beban harian menunjukkan beban sistem sebagai fungsi waktu yang berlangsung selama satu hari(24 jam), dapat dilihat pada **gambar 2.6**[3]



Gambar 2. 6 Kurva Beban Harian

Pada kurva beban harian **Gambar 2.6** menunjukkan bahwa penggunaan energi listrik oleh beban cenderung lebih tinggi pada malam hari dibandingkan penggunaan pada siang hari. Beban dasar merupakan permintaan daya minimal yang berlangsung sepanjang hari. Sedangkan beban puncak merupakan permintaan daya maksimum yang hanya berlangsung beberapa jam. Beban antara beban dasar dan beban puncak disebut beban menengah[4]. Masing masing beban dipikul oleh pembangkit yang karakteristiknya sesuai untuk memenuhi kebutuhan beban. Pemikul beban dasar yaitu pembangkit yang memiliki daya keluaran yang besar, biaya kapital tinggi, dan biaya operasi rendah, sebagai contoh yaitu pembangkit tenaga uap, panas bumi, dan lain sebagainya. Pemikul beban menengah yaitu pembangkit berbahan bakar gas, pembangkit gas-uap, dan lain sebagainya. Sedangkan pembangkit untuk memikul beban puncak yaitu pembangkit yang berbiaya kapital rendah, mudah diatur daya keluarannya, dan biaya operasi tinggi, misalnya pembangkit berbahan bakar minyak, air, *pump storage*, dan lain sebagainya[6].

2.2 Keamanan Sistem Tenaga Listrik

Dalam operasi sistem tenaga listrik, keamanan sistem merupakan faktor penting yang harus diperhatikan selain upaya meminimalkan biaya operasi. Salah satu faktor penting dalam operasi sistem tenaga listrik adalah kemampuan untuk mempertahankan keamanan sistem (*system security*)[8]. Saat terjadi gangguan maka sistem dapat mengalami kerusakan dari segi peralatan, keamanan sistem dapat dilakukan dengan memenuhi kebutuhan beban dengan tidak terjadi pelanggaran batasan sistem. Salah satu tindakan pengamanan sistem tenaga yaitu dengan menjaga agar tidak ada pembebanan berlebihan pada saluran transmisi. Dampak dari pembebanan yang berlebihan dapat berupa jatuh tegangan pada elemen yang bersangkutan bertambah. Jatuh tegangan tersebut dapat mengakibatkan tegangan pada beberapa bus menjadi turun dan merusak peralatan pada sistem. Salah satu cara yang dilakukan untuk menjaga keamanan sistem adalah melakukan *re-dispatch* pembebanan pembangkit agar dapat memenuhi batasan operasi, khususnya kapasitas saluran transmisi agar tidak terjadi *overload*, sehingga tidak terjadi drop tegangan yang berlebihan[9].

Kontingensi merupakan keadaan operasi sistem tenaga listrik saat terjadi gangguan atau terputusnya suatu komponen dari sistem tenaga listrik. Kontingensi dapat terjadi karena gangguan yang disebabkan oleh

satu komponen atau lebih. Untuk kegagalan pada satu komponen disebut *single outage contingency*, sedangkan kegagalan pada lebih dari satu komponen disebut *multiple outage contingency*. Analisis kontingensi dilakukan dengan membandingkan aliran daya dalam kondisi normal dengan aliran daya dalam kondisi kontingensi.

2.3 Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik

Studi aliran daya merupakan bagian utama dalam sistem karena digunakan untuk menganalisa perencanaan, operasi, penjadwalan ekonomis. Beberapa metode dalam perhitungan aliran daya antara lain *Gaus-Seidel*, *Newton Rhapson*, dan metode *Fast Decouple*. Studi aliran daya bertujuan untuk mengetahui besar tegangan dan sudut fasa pada setiap bus serta aliran daya pada tiap saluran [4]. Pada sistem tenaga terdapat tiga jenis bus[2], yaitu:

- *Swing* atau *slack bus*

Nilai tegangan (V) dan sudut tegangan (Θ) adalah 0, dan nilainya tetap. *Swing bus* dijadikan sebagai referensi. Besaran yang dapat dihitung adalah daya aktif dan daya reaktif.

- Generator bus (PV Bus)

Besaran yang diketahui yaitu daya aktif (P) dan nilai tegangan generator (V). Dapat disebut juga dengan *voltage controlled bus* karena nilai tegangan pada bus ini nilainya konstan. Besaran yang dihitung yaitu daya reaktif (Q) dan sudut tegangan (Θ).

- Load bus (PQ Bus)

Besaran yang diketahui yaitu daya aktif (P) dan daya reaktif (Q). Load bus merupakan bus yang tidak terhubung dengan generator. Besaran yang dihitung yaitu nilai tegangan (V) dan sudut tegangan (Θ).

2.4 DC Power Flow

DC Power flow merupakan penyederhanaan dari *AC power flow*. Perhitungan daya reaktif dan magnitudo tegangan dapat diabaikan dan juga tidak ada losses. *DC Power flow* hanya memperhitungkan daya aktif yang mengalir[2].

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \end{bmatrix} = [B'] \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Aliran daya pada setiap saluran pada metode *DC Power flow* ini adalah[2],

$$(2.4)$$

$$P_{ik} = \frac{1}{x_{ik}}(\theta_i - \theta_j)$$

dan daya pada setiap bus i adalah,

$$P_i = \sum_j^N P_{ij} = \sum_k^N \frac{1}{x_{ik}}(\theta_i - \theta_j) \quad (2.5)$$

2.5 *Optimal Power Flow*

Optimal power flow merupakan penggabungan perhitungan *Economic dispatch* dengan perhitungan aliran daya sehingga *Economic dispatch* dan aliran daya dapat diselesaikan secara bersamaan. Total rugi-rugi dari sistem tenaga listrik hanyalah bagian dari perhitungan aliran daya dan ditunjukkan dalam pembebanan generator pada bus referensi sehingga tidak perlu secara khusus untuk menghitung kerugian karena hal tersebut bagian dari aliran daya[2]. *DCOPF* dengan mempertimbangkan batas keamanan sistem merupakan pengembangan dari *OPF* dengan memperhitungkan adanya kontingensi pada saluran transmisi dan *ramp rate* generator[8].

Optimal power flow digunakan untuk menentukan pengoptimalan dengan beberapa persyaratan. Dengan program *OPF* dapat menyelesaikan permasalahan optimalisasi sistem tenaga listrik yang sangat kompleks dengan waktu yang relatif singkat. Pada *Optimal power flow* nilai-nilai variabel kontrol harus dicari terlebih dahulu untuk menemukan nilai maksimum atau minimum[8].

Variabel-variabel yang menentukan aliran daya tersebut antara lain[10]:

- *Start Up Cost*

Penyalaan unit pembangkit baru dapat dibagi menjadi 2 keadaan yaitu *cold start up* dan *hot/cold start up*. *Cold start up* merupakan kondisi dimana pembangkit dilepas dari sistem dan temperatur boiler dibiarkan turun dari temperatur kerja sehingga saat pembangkit akan dioperasikan maka harus dilakukan pemanasan kembali. Dan *hot/cold start up* merupakan kondisi dimana pembangkit dilepas dari sistem tetapi temperatur boiler tetap dijaga pada temperatur kerjanya.

- *Ramp rate* generator

Batas kerja pembangkit dinyatakan aman dapat dinyatakan berdasarkan *thermal gradient* dan *pressure gradient*. *Ramp rate* juga dapat diartikan maksimal penambahan dan pengurangan daya yang dikeluarkan pembangkit tiap jam.

- *Minimum Up Time Down Time*

Minimum up time merupakan waktu minimum pembangkit beroperasi. Sedangkan *minimum down time* merupakan waktu minimum pembangkit tidak beroperasi. Parameter tersebut harus diperhatikan agar pembangkit saat keadaan operasi dan tidak beroperasi pada setiap jam. Fungsi objektif[2]:

$$\min \sum_{i=1}^{NG} F_i(P_{Gi}) + \sum_{i=1}^{NL} k\Delta P_{Li}^t \quad (2.6)$$

Keterangan:

- N_G : Jumlah Generator pada bus
- N_L : Jumlah Load pada bus
- P_L : Daya pada Load Bus
- K : Konstanta biaya *Load shedding*

Indeks nomor bus ditunjukkan oleh i , dan $F_i(P_i)$ merupakan fungsi biaya generator[2].

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}, \text{ for } i = 1 \dots N_G \quad (2.7)$$

Untuk perhitungan yang lebih mendekati keadaan sistem *real*, persamaan *OPF* dapat ditambahkan dengan batasan batasan lain, misalnya *inequality constraint* kapasitas saluran, *inequality constraint* tegangan pada bus, *ramp rate* generator, dan sebagainya.

Aliran daya arus searah dapat digunakan untuk mempermudah perhitungan *OPF* dengan batasan saluran. Hasil perhitungan *OPF* menggunakan aliran daya arus searah atau *DCOPF* memberikan hasil mendekati hasil perhitungan *OPF* menggunakan aliran daya arus bolak balik atau *ACOPF*, dan lebih cepat dari segi waktu perhitungan[2].

2.6 Perancangan *OPF* Arus Searah

Fungsi biaya pembangkitan merupakan fungsi objektif dapat dituliskan menjadi[2],

$$\sum_{i=1}^{NG} F_i(P_{Gi}) = \sum_{i=1}^{NG} (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) \quad (2.8)$$

Dalam bentuk matriks:

$$16 \quad (2.9)$$

$$\sum_{i=1}^{NG} F_i(P_{Gi}) = [a_1 \quad a_2 \quad \dots] \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} + [b_1 \quad b_2 \quad \dots] \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \dots \end{bmatrix} \\ + [P_{G1} \quad P_{G2} \quad \dots] \begin{pmatrix} c_1 & 0 & 0 \\ 0 & c_2 & 0 \\ 0 & 0 & \dots \end{pmatrix} \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \dots \end{bmatrix}$$

Optimal power dalam kondisi kontingensi

$$Min = \sum_{i=1}^{NG} F_i(P_{Gi}) + \sum_{i=1}^{NL} F_{Li}(\Delta P_{Li}) \quad (2.10)$$

2.7 Optimal Power Flow Arus Searah

Menggunakan aliran daya arus searah didapatkan[2]:

$$100[B_x]\theta = P_G - P_L \quad (2.11)$$

Dengan B_x merupakan matriks $n_{bus} \times n_{bus}$ reaktansi saluran dalam satuan per unit, sudut tegangan merupakan matriks baris sejumlah n bus dalam satuan radian, $P_G - P_L$ merupakan matriks baris sejumlah n bus dalam satuan MW, dan diasumsikan MVA base sistem 100 MVA[8]. Dengan fungsi Lagrangian, dapat dituliskan sebagai berikut[2]:

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} F_i(P_i) + \lambda^T (100[B_x]\theta - (P_G - P_L)) + \lambda_{N_{bus}+1} (\theta_{refbus} - 0) \quad (2.12)$$

Inequality constraints generator ditambahkan pada persamaan sehingga fungsi Lagrangian *DCOPF* adalah sebagai berikut[2]:

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} F_i(P_i) + \lambda^T (100[B_x]\theta - (P_G - P_L)) + \lambda_{N_{bus}+1} (\theta_{refbus} - 0) \\ + \mu^T [g(P_G, P_G^{min}, P_G^{min})] \quad (2.13)$$

Dengan λ^T , $[B_x]$, θ , $(P_G - P_L)$ adalah sebagai berikut:

$$\lambda^T = [\lambda_1 \quad \lambda_2 \quad \dots \quad \lambda_n] \quad (2.14)$$

$$[B_x] = \begin{bmatrix} B_{x11} & \cdots & B_{x1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{xn1} & \cdots & B_{xnn} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

$$\theta = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

$$(P_G - P_L) = \begin{bmatrix} P_{G_1} - P_{L_1} \\ \vdots \\ P_{G_n} - P_{L_n} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Indeks n merupakan jumlah bus pada sistem. Sehingga fungsi Lagrangian dapat dijabarkan sebagai[2]:

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} (a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i) \quad (2.18)$$

$$+ \lambda_1 (100B_{x11}\theta_1 + \cdots + 100B_{x1n}\theta_n - P_{G_1} + P_{L_1}) + \cdots \\ + \lambda_n (100B_{xn1}\theta_1 + \cdots + 100B_{xnn}\theta_n - P_{G_n} + P_{L_n})$$

Fungsi Lagrangian kemudian diselesaikan dengan turunan diferensial fungsi terhadap masing masing independen variabel pada persamaan. Independen variabel pada persamaan yaitu[2]:

- P_1, \dots, P_n
 n merupakan indeks bus, sejumlah banyaknya bus yang terhubung dengan generator.
- $\theta_1, \dots, \theta_n$
 n merupakan indeks bus, sejumlah banyaknya bus pada sistem.
- $\lambda_1, \dots, \lambda_{n+1}$
 n merupakan indeks bus, sejumlah banyaknya bus pada sistem. Jika terdapat m *inequality constraints* maka variabel bertambah sebanyak $\lambda_1, \dots, \lambda_m$.

Setelah didiferensialkan, maka didapatkan persamaan baru sejumlah independen variabel, yang kemudian disusun dan diselesaikan dengan matriks. Sehingga didapatkan nilai nilai variabel yang merupakan nilai optimal sistem dalam perhitungan[8].

2.8 **Quadratic programming**

Quadratic programming merupakan kasus khusus dimana fungsi obyektif dari sistem adalah *quadratic*, yang melibatkan *square product* atau *cross product* dari dua variabel. *Quadratic programming* menyelesaikan permasalahan optimasi berupa persamaan kuadrat dan batasan-batasan linear. Batasan linear tersebut berupa persamaan *equality constraints* atau *inequality constraints*[2]. Persamaan umum *quadratic programming* dapat dituliskan sebagai berikut:

Fungsi obyektif[2] :

$$F(x) = f + g^T x + \frac{1}{2} x^T H x \quad (2.19)$$

Inequality constraint:

$$lb \leq Ax \leq ub \quad (2.20)$$

$$x_{min} \leq x \leq x_{max} \quad (2.21)$$

Equality constraints:

$$lb = ub = b_{eq} \quad (2.22)$$

$$Ax = b_{eq} \quad (2.23)$$

Hasil perhitungan *quadratic programming* yaitu menentukan nilai x yang menghasilkan fungsi obyektif dengan nilai minimum.

2.9 **Dynamic DC Optimal Power Flow Dengan Batas Keamanan Sistem**

DDCOPF dapat digunakan untuk melakukan perencanaan dengan level beban yang sesuai dengan kondisi real, dengan *ramp rate* sebagai penghubung untuk mengatur perubahan dispatch dalam perubahan beban yang terjadi. Untuk menjaga lifetime pembangkit dan peralatan pendukungnya dapat menggunakan batasan *ramp rate*[6].

Dalam keadaan real, batasan keamanan berupa kontingensi dapat ditambahkan pada sistem untuk mengembangkan *DDCOPF*. Saat keadaan normal maka operasi sistem akan optimal. Saat terjadi kontingensi pada saluran maupun generator maka kondisi operasi sistem menjadi tidak optimal dan dapat mempengaruhi hasil optimasi. Dalam meminimalkan fungsi biaya yang dibangkitkan, terdapat batasan-batasan yang harus dipenuhi. Dengan adanya kontingensi yang dipertimbangkan, batasan-batasan yang ada akan ditambah. *DDCOPF* harus dapat

memenuhi semua batasan baik dalam kondisi normal maupun kondisi kontingensi[11]. *Objective Function*:

$$\text{Minimize } \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi}^t \right) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NL} k \Delta P_{Li}^t$$

Batasan-batasan kondisi normal[2],

1. *equality constraints* untuk setiap bus i,

$$P_{Gi}^t - P_{Li}^t - P_{INi}^t = 0 \quad (2.24)$$

untuk ij adalah semua saluran yang terhubung ke bus i,

$$P_{INi}^t = \sum F_{ij}^t = \sum \frac{1}{x_{ij}} [\theta_i - \theta_j] \quad (2.25)$$

2. Batasan kapasitas saluran untuk setiap saluran ij,

$$|F_{ij}^t| \leq F_{ij}^u \quad (2.26)$$

3. Batasan daya pembangkitan untuk setiap generator i,

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi}^t \leq P_{Gi}^{max} = 0 \quad (2.27)$$

Batasan- batasan saat kondisi kontingensi[2],

1. *Equality constraints* untuk setiap bus i,

$$P_{Gi}^{kt} - P_{Li}^{kt} - P_{INi}^{kt} = 0 \quad (2.28)$$

untuk ij adalah semua saluran yang terhubung ke bus i,

$$P_{INi}^{kt} = \sum F_{ij}^{kt} = \sum \frac{1}{x_{ij}} [\theta_i - \theta_j] \quad (2.29)$$

2. Batasan kapasitas saluran untuk setiap saluran ij,

$$|F_{ij}^{kt}| \leq F_{ij}^u \quad (2.30)$$

3. Batasan daya pembangkitan untuk setiap Generator i ,

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi}^{kt} \leq P_{Gi}^{max} = 0 \quad (2.31)$$

Dari dua batasan tersebut, *ramp rate* berfungsi sebagai penghubung antara kondisi normal dan kondisi kontingensi. *Ramp rate* berpengaruh dan memberikan batasan pada proses *re-dispatch* generator pada saat kondisi kontingensi.

2.10 Load shedding Sistem Tenaga Listrik

Load shedding atau pelepasan beban merupakan metode yang dilakukan dengan melepaskan beban secara otomatis maupun manual untuk pengamanan operasi dari unit-unit pembangkit yang dapat menyebabkan terjadinya pemadaman total (*Blackout*). Pelepasan beban yang dilakukan secara otomatis dapat disebabkan karena adanya jumlah suplai daya yang berkurang. Pelepasan beban secara otomatis dilakukan dengan cara mendeteksi frekuensi atau dengan melihat kondisi daya pembangkit yang beroperasi tidak dapat menyuplai kebutuhan beban atau kemampuan pembangkitan lebih kecil daripada jumlah beban[12]. Gangguan yang disebabkan oleh lepasnya komponen listrik seperti trafo, generator, saluran dan beban dinamakan kontingensi.

DCOPF dengan mempertimbangkan *load shedding* bertujuan untuk meminimalkan dampak kontingensi yang terjadi sehingga tidak terjadi pemadaman total dengan cara memasukkan variabel tambahan didalam program *DCOPF* yang digunakan untuk mengetahui besarnya *load shedding* dan biaya pinaltinya. Biaya pelepasan didapatkan berdasarkan hasil dari total beban yang diminta dikurangi dengan total beban yang dapat disuplai dengan dikalikan konstanta biaya *load shedding*.

Berbagai pendekatan telah dikembangkan dalam literatur untuk kuantifikasi biaya yang dikeluarkan oleh berbagai jenis konsumen sebagai akibat pemadaman listrik. Pendekatan-pendekatan dalam menentukan harga *load shedding* adalah sebagai berikut:

- Pendekatan *value added* sederhana[13]

$$C_i = \frac{V_i}{E_i} \cdot l_i \quad (2.32)$$

Keterangan:

V_i = *Value added* berdasarkan sektor i tanpa adanya *load shedding*

E_i = Konsumsi listrik tanpa adanya *load shedding*

l_i = Kuantum listrik yang tidak disuplai karena adanya pemadaman

– Pendekatan *value added* disesuaikan[13]

$$\frac{\partial Vi}{\partial Ei} = \beta \frac{\partial Vi}{\partial Ei} \quad \beta > 0 \quad (2.33)$$

β diperkirakan berdasarkan hubungan historis antara *value added* dengan *electricity consumption*.

Biaya marjinal dari energi listrik yang tidak disuplai adalah sebagai berikut[13]:

$$MC = \frac{\partial K(c)}{\partial c} + vc \quad (2.34)$$

Dengan asumsi bahwa MC konstan, maka total biaya *load shedding*[13],

$$TC = MC \cdot l \quad (2.35)$$

Keterangan:

$K(c)$ = Biaya modal per tahun (depresiasi+biaya bunga) generator dengan kapasitas dalam KVA

vc = *Variable cost* per Kwh, terutama biaya bahan bakar

l = lama waktu pemadaman

Berdasarkan pendekatan-pendekatan diatas dalam menghitung biaya *load shedding* maka dalam menentukan biaya *load shedding* untuk *DCOPF* dapat dituliskan sebagai berikut:

$$TCLS = \sum_{i=1}^{ND} k\Delta P_D - \sum_{i=1}^{NL} k\Delta P_{Li}^t \quad (2.36)$$

Keterangan:

N_D : Jumlah Permintaan Beban

N_L : Jumlah Beban pada bus

P_D : Total Daya Beban yang diminta

P_L : Total Daya Beban yang dapat disuplai

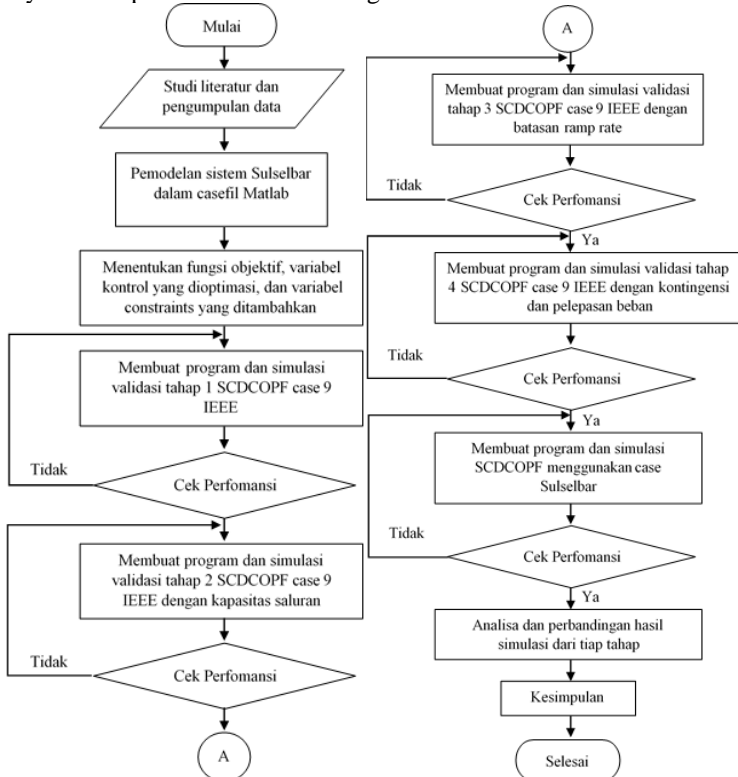
k : Konstanta yang menyatakan biaya *load shedding*

BAB 3

QUADRATIC PROGRAMMING DC OPTIMAL POWER FLOW MEMPERTIMBANGKAN LOAD SHEDDING DENGAN BATAS KEAMANAN SISTEM

3.1 Algoritma

Dalam Penelitian Tugas Akhir ini *quadratic programming* digunakan untuk menyelesaikan *Security constrained Optimal power flow* dengan mempertimbangkan *Load shedding* pada sistem sulselbar. Pembuatan dan pengolahan data serta simulasi dikerjakan dengan menggunakan software *Matlab 2015a* dan *Matpower 6.0*. Alur penyelesaian penelitian adalah sebagai berikut:



Gambar 3. 1 Flow Chart Penulisan Tugas Akhir

Pengerjaan tugas akhir ini dimulai dengan studi literatur mengenai sistem kelistrikan, aliran daya, keamanan sistem, *Load shedding*, dan optimasi menggunakan *optimal power flow*. Selain itu, dilakukan pengumpulan data pada sistem kelistrikan sulselbar. Pemodelan sistem sulselbar dilakukan dalam *casefile Matlab* berupa M-file, kemudian menentukan fungsi objektif, variabel yang dioptimasi, dan batasan-batasan sistem termasuk batasan keamanan sistem. Pembuatan program *SCDCOPF* dilakukan dengan empat tahap validasi untuk melihat pengaruh batasan batasan sistem terhadap permasalahan *SCDCOPF*. Tahap validasi dilakukan pada sistem Sulselbar.

Tahap pertama yaitu validasi *quadratic programming SCDCOPF* dengan *DCOPF matpower* secara individual dalam keadaan normal. Validasi dilakukan dengan mengecek total daya pembangkitan generator dan total daya beban. Program valid jika total daya pembangkitan generator dan total daya beban adalah sama. Apabila sudah sesuai, kemudian dilanjutkan dengan penyusunan program tahap kedua. Tahap kedua yaitu validasi dengan batasan kapasitas saluran. Validasi dilakukan dengan mengecek daya pada saluran masih sesuai batas kapasitas saluran. Apabila sudah sesuai, maka dilanjutkan dengan menambahkan batasan lain pada tahap ketiga.

Tahap ketiga yaitu validasi dengan batasan *ramp rate*. Validasi dilakukan dengan mengecek kenaikan maupun penurunan daya pembangkitan pada saat perubahan beban dan saat terjadi kontingensi sesuai dengan batasan *ramp rate* yang ada. Apabila sudah sesuai, maka dilanjutkan validasi tahap keempat.

Pada tahap keempat, dilakukan validasi program dengan adanya pelepasan ke sistem jika sistem tidak memenuhi batasan kapasitas saluran, dan *ramp rate* yang disebabkan oleh kontingensi. Hasil yang dibandingkan yaitu daya pembangkitan masing masing generator dan total biaya. Setelah dilakukan analisa dan perbandingan, maka didapatkan kesimpulan dari tugas akhir ini.

3.2 Quadratic programming Pada Matlab

Quadprog yang terdapat pada *Matlab* digunakan untuk melakukan perhitungan optimasi fungsi kuadrat dengan metode *quadratic programming*. M-file yang telah dikembangkan digunakan untuk penyelesaian *OPF*. Terdapat fungsi *qps_matpower* pada *matpower* merupakan bentuk pengembangan dari *quadprog*[11].

Tabel 3. 1 Perbandingan *Quadprog* dan *qps_matpower*

Method	<i>qps_matpower</i>	<i>Quadprog</i>
<i>Minimiza function</i>	$F(x)=1/2*x'*H*x+C'*x$	$F(x) =1/2*x'*H*x+f'*x$
<i>Constraints</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Equality constraints:</i> set $l = u$ $l \leq A*x \leq u$ ▪ <i>Inequality constraints:</i> set $l \neq u$ $l \leq A*x \leq u$ ▪ $x_{min} \leq x \leq x_{max}$ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Equality constraints:</i> $A_{eq}*x = b_{eq}$ ▪ <i>Inequality constraints:</i> $A*x \leq b$ $lb \leq x \leq ub$

Dari **tabel 3.1** terdapat perbedaan mendasar antara *quadprog* dengan *qps_matpower* adalah definisi *constraints*. Pada *qps_matpower* *equality* dan *inequality constraints* digabung menjadi satu dan dinyatakan dalam matrik A dan vektor l dan u.

Berikut adalah argumen *input* pada *qps_matpower*:

- x : nilai vector yang dicari dalam penyelesaian masalah
- A : matriks yang menyatakan koefisien linear dari semua *constraints* baik *inequality* maupun *equality constraints*.
- H : matriks simetris yang menyatakan bentuk kuadratik dari fungsi objektif.
- C : vektor yang menyatakan bentuk linear dari fungsi objektif.
- l : vektor yang menyatakan batas atas dari persamaan *inequality* dan *equality constraints*.
- u : vektor yang menyatakan batas bawah dari persamaan *inequality* dan *equality constraints*.
- xmax : vektor yang menyatakan batas nilai atas dari persamaan $x_{min} \leq x \leq x_{max}$
- xmin : vektor yang menyatakan batas nilai bawah dari persamaan $x_{min} \leq x \leq x_{max}$

Beberapa contoh perintah yang dapat digunakan untuk memanggil program dengan argumen *input* dalam *qps_matpower* adalah sebagai berikut:

- $x = qps_matpower (H, c, A, l, u)$

Meminimalkan vektor x terhadap *inequality* dan *equality constraint* $l \leq A*x \leq u$, H dan c merupakan fungsi objektif *quadratic programming*.

- $x = qps_matpower(H, c, A, l, u, xmin, xmax)$
Meminimalkan vektor x terhadap *inequality* dan *equality constraint* $l \leq A*x \leq u$ dan terdapat batasan nilai x maksimal dan x minimal. H dan c merupakan fungsi objektif *quadratic programming*.
- $x = qps_matpower(H, c, A, l, u, xmin, xmax, x0)$
Menyelesaikan permasalahan *quadratic programming* dengan inisialisasi nilai awal $x0$ untuk mempercepat proses pencarian.

Beberapa program yang digunakan dalam *qps_matpower* untuk *DCOPF* adalah sebagai berikut :

- *Rundcopf*
Digunakan untuk menjalankan program berdasarkan *casefile* yang digunakan
- *dcopsolver*
Digunakan untuk pengembangan dari *m-file* dengan memberikan batasan-batasan
- *OPF*
Digunakan untuk menginput data pada *casefile* seperti *input* dari data branch untuk kontingensi
- *Casefile*
Digunakan sebagai *input* dari program yang akan dijalankan, *casefile* terdiri dari data bus, generator, dan saluran

3.3 Penerapan *Quadratic programming* Pada *Dynamic DC Optimal Power Flow*

Penerapan *quadratic programming* (*qps_matpower*) dilakukan dengan inisialisasi permasalahan *Dynamic DCOPF*. Inisialisasi terdiri dari dua komponen utama yaitu fungsi objektif dan *constraints*.

3.3.1. Fungsi Objektif dan *Constraints*

Fungsi objektif[6]:

$$\text{Minimize } \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi}^t \right) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NL} k \Delta P_{Li}^t \quad (3.1)$$

$$\sum_{i=1}^{NG} F_i^t(P_{Gi}^t) = \sum_{i=1}^{NG} (a_i + b_i P_{Gi}^t + c_i P_{Gi}^{t^2}) \quad (3.2)$$

Keterangan

- T : Jumlah rentang waktu beban
 N_G : Jumlah Generator pada bus
 N_L : Jumlah Load pada bus
 P_L : Daya pada *load bus*
 k : Konstanta yang menyatakan biaya pelepasan beban
 P_{Gi}^t : Daya pembangkitan generator ke- i pada waktu ke- t
 $F_i^t(P_{Gi}^t)$: Fungsi biaya generator ke- i pada waktu ke- t

Fungsi objektif terdiri dari fungsi biaya unit pembangkit dan fungsi biaya pelepasan beban. Kedua fungsi biaya ini diminimalkan sehingga didapatkan biaya sistem yang optimal.

Batasan sistem dalam fungsi objektif[2]:

- *Equality Constraints*

Active Power Balance

$$P_{Li}^t - P_{Gi}^t + P_{IN i}^t = 0 \quad (3.3)$$

$$P_{IN}^t = \sum \frac{1}{x_{ij}} [\delta_i - \delta_j] \quad (3.4)$$

Keterangan

- P_{IN} : Daya yang mengalir pada saluran dari bus i ke bus j ,
 δ : Sudut tegangan
 x : Reaktansi saluran

- *Inequality Constraints*

Daya Pembangkitan

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad (3.5)$$

Kapasitas Saluran

$$|P_{ij}^t| \leq P_{ij} \quad (3.6)$$

Ramp rate

$$-\delta_i \leq P_{Gi}^{t+1} - P_{Gi}^t \leq \delta_i \quad (3.7)$$

Variabel kontrol merupakan variabel yang dioptimasi. Dalam permasalahan *Dynamic DCOPF* sederhana, variabel kontrol terdiri dari sudut tegangan dan daya pembangkitan generator. Dengan mempertimbangkan pelepasan beban, maka variabel kontrol bertambah menjadi sudut tegangan, daya pembangkitan generator, dan daya pada *load bus*. Jika nb adalah jumlah bus, ng adalah jumlah generator, dan nlb adalah jumlah *load bus*, maka jumlah variabel kontrol (n) yaitu sebanyak $nb+ng+nlb$. Variabel kontrol dapat dituliskan sebagai berikut[6]:

$$x = \begin{bmatrix} \theta_1^n \\ \vdots \\ \theta_{nb}^n \\ P_{G1}^n \\ \vdots \\ P_{Gng}^n \\ P_{L1}^n \\ \vdots \\ P_{Lnlb}^n \\ \theta_1^k \\ \vdots \\ \theta_{nb}^k \\ P_{G1}^k \\ \vdots \\ P_{Gng}^k \\ P_{L1}^k \\ \vdots \\ P_{Lnlb}^k \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

3.3.2. Tahapan DCOPF Menggunakan Quadratic programming

Berdasarkan inisialisasi *Dynamic DCOPF* serta persamaan pada *quadratic programming*, maka *Dynamic DCOPF* dapat diselesaikan dengan tahap sebagai berikut.

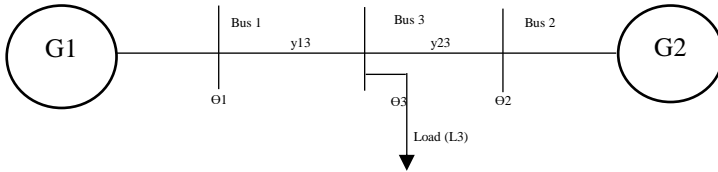
3.3.2.1. Pembentukan Matriks A

Pada *quadratic programming* terdapat matriks yang dapat dimodifikasi berdasarkan persamaan *quadratic programming*. Matriks tersebut yaitu matriks A yang merupakan matriks koefisien orde satu variabel kontrol untuk batasan-batasan permasalahan. Matriks A terdiri dari *equality constraint* (A_{eq}) dan *inequality constraint* (A_{ineq}). Dalam

penyusunan matriks, *constraint* yang tidak berubah terhadap waktu seperti *active power balance* dan kapasitas saluran disusun terlebih dahulu pada *equality constraints*. *Constraint* yang berubah terhadap waktu seperti *ramp rate* disusun dibawah *inequality constraint* (A_{ineq}).

$$A = \begin{bmatrix} A_{eq} \\ A_{ineq} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Sebagai contoh, dapat digunakan sistem sederhana 3 bus seperti pada **Gambar 3.2** dibawah ini.



Gambar 3.2 Sistem 3 Bus

- A_{eq}

Persamaan *active power balance* sebagai A_{eq} dapat dituliskan:

$$\begin{aligned} 0 - P_{G1}^1 + (y_{11}\theta_1 - y_{13}\theta_3)^1 &= 0 \\ 0 - P_{G2}^1 + (y_{22}\theta_2 - y_{23}\theta_3)^1 &= 0 \\ P_{L3}^1 - 0 + (-y_{13}\theta_1 - y_{23}\theta_2 + y_{33}\theta_3)^1 &= 0 \end{aligned} \quad (3.10)$$

Matriks A_{eq} dapat dituliskan sebagai berikut:

$$A_{eq} = \begin{bmatrix} y_{11} & 0 & -y_{13} & -1 & 0 & 0 \\ 0 & y_{22} & -y_{23} & 0 & -1 & 0 \\ -y_{13} & -y_{23} & y_{33} & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

- A_{ineq}

- from bus to branch i

$$P_{to\ branch\ 1} = y_{13}\theta_1 - y_{13}\theta_3 \quad (3.12)$$

$$P_{to\ branch\ 2} = y_{23}\theta_2 - y_{23}\theta_3 \quad (3.13)$$

- to bus from branch i

$$P_{from\ branch\ 1} = y_{13}\theta_3 - y_{13}\theta_1 \quad (3.14)$$

$$P_{from\ branch\ 2} = y_{23}\theta_3 - y_{23}\theta_2 \quad (3.15)$$

Matriks $A_{ineq\ branch}$ dituliskan sebagai:

$$A_{ineq\ branch} = \begin{bmatrix} y_{13} & 0 & -y_{13} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_{23} & -y_{23} & 0 & 0 & 0 \\ -y_{13} & 0 & y_{13} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -y_{23} & y_{23} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Inequality constraint ramp rate diabarkan menjadi persamaan sebagai berikut:

$$-\delta_1 \leq P_{G1}^2 - P_{G1}^1 \leq \delta_1 \quad (3.17)$$

$$-\delta_2 \leq P_{G2}^2 - P_{G2}^1 \leq \delta_2 \quad (3.18)$$

Batasan *ramp rate* digunakan sebagai penghubung pada pembangkitan antara kondisi normal dan kondisi kontingensi. Persamaan 3.17 dan 3.18 dapat dimasukkan pada matriks ng baris pada kondisi t dan kt sebagai berikut:

$$Ramp\ Rate = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Level t
Level kt

Dengan mempertimbangkan batasan keamanan sistem, maka terdapat dua kondisi pada setiap jam level beban yaitu kondisi normal dan juga kondisi kontingensi. Adanya kontingensi saluran menyebabkan perubahan pada nilai impedansi saluran dan kapasitas saluran. Pada saluran *double circuit* nilai impedansi saluran (Z) menjadi dua kali lipat dari nilai pada kondisi normalnya dan kapasitas saluran menjadi setengah dari kapasitas normalnya. Dengan perubahan impedansi dan kapasitas saluran, akan terjadi pembangkitan ulang agar dapat memenuhi batasan tersebut. Pembangkitan ulang tersebut dibatasi oleh batasan *ramp rate* yang ada disetiap pembangkit[8].

Berdasarkan hal tersebut, penulisan matriks A untuk level beban dengan kondisi normal dan kondisi kontingensi dapat dituliskan sebagai berikut.

		θ_i^n	P_{Gi}^n	P_{Li}^n	θ_i^k	P_{Gi}^k	P_{Li}^k
		Normal			Kontingensi		
A =	A_{eq}^t	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0
	$A_{ineq\ branch}^t$	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	A_{eq}^{kt}		
	0	0	0	0			
	0	0	0	0			
	0	0	0	0	$A_{ineq\ branch}^{kt}$		
	0	0	0	0			
	0	0	0	0			
	0	0	0	0			
<i>Ramp rate</i>							

3.3.2.2. Pembentukan Matriks H

Matriks H merupakan koefisien orde dua variabel kontrol dari fungsi objektif. Berdasarkan persamaan fungsi objektif *quadratic programming*, matriks H dikalikan dengan x^T dan x (variabel kontrol), maka besarnya matriks H adalah matriks simetris $n \times n$, dengan n sejumlah variabel kontrol. Matriks H pada sistem 3 bus dapat dituliskan sebagai berikut:

$$lb = \begin{bmatrix} 0^n \\ 0^n \\ 0^n \\ P_{13}^n \min \\ P_{23}^n \min \\ P_{31}^n \min \\ 0^k \\ 0^k \\ 0^k \\ P_{13}^k \min \\ P_{23}^k \min \\ P_{31}^k \min \\ RR^{nk} \end{bmatrix} = ub \quad (3.22) \quad \begin{bmatrix} 0^n \\ 0^n \\ 0^n \\ P_{13}^n \max \\ P_{23}^n \max \\ P_{31}^n \max \\ 0^k \\ 0^k \\ 0^k \\ P_{13}^k \max \\ P_{23}^k \max \\ P_{31}^k \max \\ RR^{nk} \end{bmatrix}$$

3.3.2.5. Pembentukan Vektor x_{min} dan x_{max}

Vektor x_{min} dan x_{max} merupakan batas atas dan batas bawah dari variabel kontrol. Maka x_{min} dan x_{max} untuk satu jam dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} \theta_{1 \min}^n \\ \theta_{2 \min}^n \\ \theta_{3 \min}^n \\ P_{G1 \min}^n \\ P_{G2 \min}^n \\ P_{L1 \min}^n \\ \theta_{1 \min}^k \\ \theta_{2 \min}^k \\ \theta_{3 \min}^k \\ P_{G1 \min}^k \\ P_{G2 \min}^k \\ P_{L1 \min}^k \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \theta_1^n \\ \theta_2^n \\ \theta_3^n \\ P_{G1}^n \\ P_{G2}^n \\ P_{L1}^n \\ \theta_1^k \\ \theta_2^k \\ \theta_3^k \\ P_{G1}^k \\ P_{G2}^k \\ P_{L1}^k \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \theta_{1 \max}^n \\ \theta_{2 \max}^n \\ \theta_{3 \max}^n \\ P_{G1 \max}^n \\ P_{G2 \max}^n \\ P_{L1 \max}^n \\ \theta_{1 \max}^k \\ \theta_{2 \max}^k \\ \theta_{3 \max}^k \\ P_{G1 \max}^k \\ P_{G2 \max}^k \\ P_{L1 \max}^k \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Untuk vektor x_{min} dan x_{max} dengan periode lebih dari satu jam, maka vektor x_{min} dan x_{max} saat $t+1$ disusun secara vertikal dibawah vektor x_{min} dan x_{max} saat t jam.

3.3.2.6. Vektor x_0

Variabel kontrol didefinisikan sebagai x memiliki nilai awal x_0 yang disebut dengan *initial point*. Vektor x_0 boleh disertakan dan boleh tidak disertakan pada perhitungan *quadratic programming*.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 4 SIMULASI DAN ANALISA

4.1 Simulasi Validasi Sistem 9 Bus IEEE

Validasi program *SCDCOPF* dengan *QP (Quadratic programming)* mempertimbangkan pelepasan beban menggunakan software *Matlab* dan *Matpower 6.0* dalam bentuk M-file yang telah dibuat. Validasi dengan menggunakan sistem 9 bus IEEE bertujuan untuk dapat menghasilkan nilai yang valid. Validasi akan dilakukan dengan beberapa tahap. Tahapan-tahapan validasi adalah sebagai berikut:

1. Validasi tanpa batasan
2. Validasi batasan saluran
3. Validasi batasan saluran dan *ramp rate*
4. Validasi batasan saluran, *ramp rate*, dengan kontingensi dan *Load shedding*

Validasi dilakukan dengan menggunakan memodifikasi sistem 9 bus IEEE dengan data seperti pada **tabel 4.1**, **tabel 4.2**, dan **tabel 4.3**

Tabel 4. 1 Data Sistem 9 Bus IEEE Modifikasi

Bus	Tipe Bus	Pd (MW)	Tegangan (KV)
1	3	0	345
2	2	0	345
3	2	0	345
4	1	0	345
5	1	100	345
6	1	0	345
7	1	130	345
8	1	0	345
9	1	125	345

Dari **tabel 4.1** terdapat beberapa tipe bus. Tipe bus 1 merupakan bus beban, bus yang terhubung dengan beban atau konsumen. Tipe bus 2 merupakan bus generator. Tipe bus 3 merupakan *slack bus*. *Slack bus* berfungsi untuk menanggung kekurangan daya pembangkitan. Tipe bus 2 dan 3 merupakan bus yang terhubung dengan pembangkit.

Tabel 4. 2 Data Saluran Sistem 9 Bus Modifikasi

Dari bus	Ke bus	R p.u	X p.u	B p.u	Kapasitas Saluran (MVA)
1	4	0.0000	0.0576	0.000	250
4	5	0.0170	0.0920	0.158	250
5	6	0.0390	0.1700	0.358	250
3	6	0.0000	0.0586	0.000	300
6	7	0.0119	0.1008	0.209	150
7	8	0.0085	0.0720	0.149	250
8	2	0.0000	0.0625	0.000	250
8	9	0.0320	0.1610	0.306	250
9	4	0.0100	0.0850	0.176	250

Tabel 4. 3 Data Pembangkitan Sistem 9 Bus IEEE Modifikasi

Unit	<i>Cost function</i>	P max (MW)	P min (MW)	<i>Ramp rate (MW/Jam)</i>
1	$0.11P_1^2 + 5P_1 + 150$	250	10	2
2	$0.085P_2^2 + 1.2P_2 + 600$	300	10	8
3	$0.1225P_3^2 + P_3 + 150$	300	10	4

4.1.1. Validasi Tahap 1 Tanpa Batasan

Validasi tahap 1 dilakukan dengan mengoperasikan simulasi sistem 9 bus IEEE modifikasi yang bertujuan untuk membandingkan hasil simulasi 2 kondisi normal tanpa ada batasan.

4.1.1.1. Hasil Validasi Tahap 1

Hasil validasi tahap 1 dengan 2 kondisi normal tanpa ada batasan dapat dilihat pada **tabel 4.4**, **tabel 4.5**, dan **tabel 4.6**, hasil simulasi terdiri dari sudut tegangan bus dalam derajat, daya pembangkitan dalam MW, daya beban dalam MW dan total biaya pembangkitan.

Tabel 4. 4 Tabel Sudut tegangan

Variabel <i>Output</i>	kondisi 1	kondisi 2
θ_1	0.000000000	0.000000000
θ_2	0.101816746	0.101816746
θ_3	0.060354594	0.060354594
θ_4	-0.057079022	-0.057079022
θ_5	-0.097207245	-0.097207245
θ_6	-0.001357222	-0.001357222
θ_7	-0.050676546	-0.050676546
θ_8	0.007695366	0.007695366
θ_9	-0.104235230	-0.104235230

Tabel 4. 5 Tabel Daya Pembangkitan

Variabel <i>Output</i>	kondisi 1	kondisi 2
Pgen ₁	0.990955246	0.990955246
Pgen ₂	1.505942083	1.505942083
Pgen ₃	1.053102670	1.053102670
Total Daya (MW)	355	355

Tabel 4. 6 Tabel Permintaan Beban

Variabel <i>Output</i>	kondisi 1	kondisi 2
Pload ₁	1.00	1.00
Pload ₂	1.30	1.30
Pload ₃	1.25	1.25
Total Beban (MW)	355	355

4.1.1.2. Analisa Validasi Tahap 1

Dari hasil simulasi pada **tabel 4.4**, **tabel 4.5**, dan **tabel 4.6** dapat dilihat bahwa simulasi 9 bus IEEE dengan membandingkan 2 kondisi normal dapat menghasilkan masing-masing variabel *output* dengan nilai yang sama dan pembangkitan yang sesuai permintaan beban dengan total biaya sebesar -2130000000 \$. Biaya yang dihasilkan mempunyai nilai

negatif dikarenakan biaya dari beban dan pelepasan beban lebih besar dari biaya pembangkitan generator. Dapat disimpulkan bahwa *quadratic programming* dapat digunakan dalam perhitungan aliran daya optimal arus searah dengan akurat.

4.1.2. Validasi Tahap 2 Dengan Batasan Saluran

Validasi tahap 2 dilakukan dengan mengoperasikan simulasi sistem 9 bus IEEE modifikasi dengan adanya keamanan sistem berupa batasan saluran. Simulasi dilakukan dengan 2 kondisi normal.

4.1.2.1. Hasil Validasi Tahap 2

Hasil validasi tahap 2 dengan 2 kondisi normal dengan batasan saluran dapat dilihat pada **tabel 4.7**, hasil simulasi terdiri dari sudut tegangan bus dalam derajat, daya pembangkitan dalam MW, daya beban dalam MW dan total biaya pembangkitan.

Tabel 4. 7 Data Variabel Output

Variabel Output	kondisi 1	kondisi 2
θ_1	0.000000000	0.000000000
θ_2	0.101816746	0.101816746
θ_3	0.060354594	0.060354594
θ_4	-0.057079022	-0.057079022
θ_5	-0.097207245	-0.097207245
θ_6	-0.001357222	-0.001357222
θ_7	-0.050676546	-0.050676546
θ_8	0.007695366	0.007695366
θ_9	-0.104235230	-0.104235230
Pgen ₁	0.990955246	0.990955246
Pgen ₂	1.505942083	1.505942083
Pgen ₃	1.053102670	1.053102670
Pload ₁	1.000000000	1.000000000
Pload ₂	1.300000000	1.300000000
Pload ₃	1.250000000	1.250000000

Tabel 4. 8 Data Kapasitas Saluran Sistem 9 Bus IEEE

Dari Bus	Ke Bus	Kondisi Normal (MW)		Kapasitas Saluran (MVA)
		1	2	
1	4	99.10	99.10	250
4	5	43.62	43.62	250
5	6	56.38	56.38	250
3	6	105.31	105.31	300
6	7	48.93	48.93	150
7	8	81.07	81.07	250
8	2	150.59	150.59	250
8	9	69.52	69.52	250
9	4	55.48	55.48	250

4.1.2.2. Analisa Validasi Tahap 2

Berdasarkan **tabel 4.7** dan **tabel 4.8** dengan pembangkitan 355 MW dan permintaan beban 355 MW menunjukkan bahwa batasan saluran pada tiap saluran tidak ada yang dilanggar karena daya yang mengalir pada setiap saluran tidak melebihi kapasitas salurannya. Dari hasil tersebut dapat disimpulkan bahwa program ini dapat digunakan untuk melakukan perhitungan aliran daya optimal arus searah dengan memperhitungkan batasan saluran.

4.1.3. Validasi Tahap 3 Dengan Batasan Saluran Dan Ramp rate

Validasi Tahap 3 merupakan validasi yang dilakukan dengan adanya batasan *ramp rate* sebagai keamanan sistem. *Ramp rate* merupakan penghubung antara kondisi 1 dan kondisi 2. Validasi dapat dikatakan terpenuhi apabila daya yang dibangkitkan pada masing-masing unit generator tidak melewati batasan *ramp rate*. Analisa dilakukan dengan mempertimbangkan biaya pembangkitan sebelum dan setelah dihubungkan dengan *ramp rate* antara kondisi 1 dan kondisi 2. Pengujian dilakukan dengan beban yang sama selama 1 jam.

- Kondisi 1 adalah kondisi normal
- Kondisi 2 adalah kondisi kontingensi pada saluran bus 8-9

4.1.3.1. Hasil Validasi Tahap 3

Validasi dilakukan pada sistem 9 Bus IEEE dengan mengoperasikan program saat sebelum dihubungkan dengan *ramp rate* dan setelah dihubungkan dengan *ramp rate* antara kondisi 1 dan kondisi

2. Untuk data pembangkitan dan *ramp rate* dapat dilihat pada **tabel 4.3**. Hasil program dapat dilihat pada **tabel 4.9**, **tabel 4.10**, **tabel 4.11**, **tabel 4.12**, dan **tabel 4.12**

Tabel 4. 9 Data Modifikasi Kapasitas Saluran 9 Bus IEEE

Dari Bus	Ke Bus	Kapasitas Saluran (MVA)
1	4	150
4	5	50
5	6	65
3	6	120
6	7	55
7	8	90
8	2	170
8	9	100
9	4	60

Tabel 4. 10 Daya Pembangkitan Tanpa Batasan *Ramp rate*

Unit Pembangkitan	Kondisi (MW)		Selisih (MW)	<i>Ramp rate</i> (MW/jam)
	1	2		
Pgen ₁	99.1	95.0	4.1	2
Pgen ₂	150.6	137.8	12.8	8
Pgen ₃	105.3	105.0	0.3	4

Tabel 4. 11 Daya Pembangkitan Dengan Batasan *Ramp rate*

Unit Pembangkitan	Kondisi (MW)		Selisih (MW)	<i>Ramp rate</i> (MW/jam)
	1	2		
Pgen ₁	97.0	95.0	2	2
Pgen ₂	145.8	137.8	8	8
Pgen ₃	109.0	105.0	4	4

Tabel 4. 12 Total Daya Dan Total Beban

<i>Ramp rate</i>	Total Daya (MW)		Total Beban (MW)	
	Kondisi 1	Kondisi 2	Kondisi 1	Kondisi 2
Tidak Ada	355.0	337.8	355.0	337.8
Ada	351.8	337.8	351.8	337.8

Tabel 4. 13 Total Biaya Pembangkitan

<i>Ramp rate</i>	Biaya (\$)
Tidak ada	-2.078.263.442
Ada	-2.068.536.816

4.1.3.2. Analisa Validasi Tahap 3

Dari hasil simulasi didapat bahwa total biaya pembangkitan tanpa batasan *ramp rate* lebih murah dibandingkan dengan adanya batasan *ramp rate*. Namun, pada saat kondisi kontingensi terdapat pelanggaran pada beberapa unit pembangkitan terhadap batasan *ramp rate* saat simulasi tanpa batasan *ramp rate*. Unit yang melanggar batasan *ramp rate* saat kontingensi antara lain unit 1 dan unit 2. Hasil tersebut dapat dilihat pada **tabel 4.10**. Sedangkan untuk unit 3 tidak terjadi pelanggaran terhadap *ramp rate*. Sedangkan saat pembangkitan dengan adanya batasan *ramp rate* menyebabkan pembangkitan daya pada kondisi kontingensi dibatasi seperti yang terlihat pada **tabel 4.11** dan untuk unit 3 tetap mempertimbangkan batasan *ramp rate* dikarenakan untuk optimalisasi penyaluran daya.

Total biaya pada pembangkitan dengan adanya *ramp rate* menjadi lebih mahal namun keamanan pada unit pembangkit menjadi lebih aman dalam beroperasi dikarenakan tidak melanggar batasan *ramp rate*. Dari hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa dengan adanya batasan *ramp rate* maka unit pembangkit menjadi lebih aman dan program yang disimulasikan dapat memperhitungkan batasan *ramp rate* saat terjadi kontingensi.

4.1.4. Validasi Tahap 4 Batasan Kontingensi Dan Load shedding

Validasi dilakukan pada sistem 9 Bus IEEE dengan mengoperasikan program dengan batasan *ramp rate*, kontingensi dan *Load shedding* antara kondisi 1 dan kondisi 2. Berdasarkan hasil kontingensi maka akan didapatkan dampak terbesar dari kontingensi pada saluran dilihat dari hasil total biaya pembangkitan dan nilai *Load shedding*.

Dengan menurunkan kapasitas saluran untuk melihat dampak kontingensi dan *Load shedding* yang terjadi pada setiap saluran maka didapatkan hasil seperti pada **tabel 4.14**, dan **tabel 4,15**

Tabel 4. 14 Dampak Kontingensi Sistem 9 Bus IEEE Modifikasi

Dari Bus	Ke Bus	Biaya (\$)
1	4	-2.130.000.000
4	5	-2.130.000.000
5	6	-2.101.700.000
3	6	-2.130.000.000
6	7	-2.130.000.000
7	8	-2.128.200.000
8	2	-2.130.000.000
8	9	-2.078.263.442
9	4	-2.130.000.000

Tabel 4. 15 Saluran Dengan *Load shedding* Tanpa *Ramp rate*

Dari Bus	Ke Bus	Daya <i>Load shedding</i> (MW)	
		Kondisi 1	Kondisi 2
1	4	0	0.0
4	5	0	0.0
5	6	0	9.4
3	6	0	0.0
6	7	0	0.0
7	8	0	0.6
8	2	0	0.0
8	9	0	17.2
9	4	0	0.0

4.1.4.1. Hasil Validasi Tahap 4

Berdasarkan analisa kontingensi pada sistem 9 bus IEEE maka ditentukan beberapa saluran yang menyebabkan adanya *Load shedding* saat kontingensi. Terdapat tiga saluran yang menyebabkan *Load shedding* pada saat terjadi kontingensi yaitu pada saluran dari bus 5 ke 6, bus 7 ke 8, dan bus 8 ke 9.

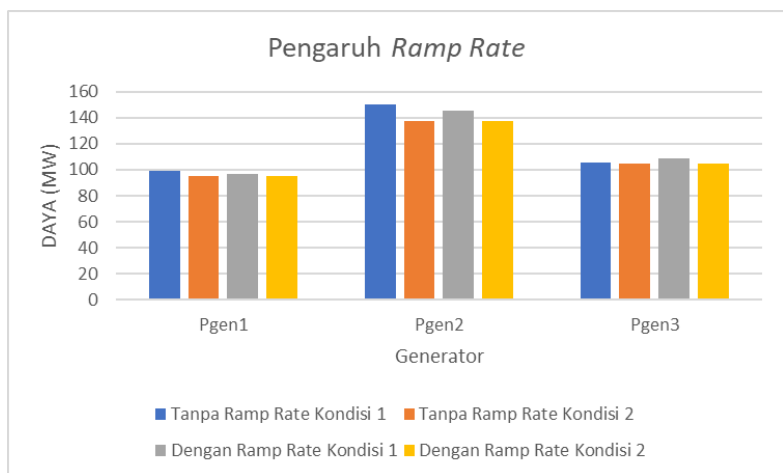
Dari tiga saluran tersebut akan dibandingkan total biaya pembangkitan, daya pembangkitan antara kondisi normal dan kondisi kontingensi, dan aliran daya kondisi normal dan kondisi kontingensi. Hasil dari simulasi dapat dilihat pada **tabel 4.16**, **tabel 4.17**, **tabel 4.18**, **tabel 4.19**, **tabel 4.20**, dan **tabel 4.21**

Tabel 4. 16 Total Biaya Saat Kontingensi Dengan *Load shedding*

Saluran	Total <i>Load shedding</i> (MW)	<i>Objective Function</i>
5-6	9.4	-2.101.700.000
7-8	0.6	-2.128.200.000
8-9	17.2	-2.078.263.442

Tabel 4. 17 Perbandingan Daya Pembangkitan Dan *Ramp rate* Saluran Bus 8 Ke 9

Tanpa <i>Ramp rate</i>				
Unit Pembangkitan	Kondisi (MW)		Selisih (MW)	<i>Ramp rate</i> (MW/jam)
	1	2		
Pgen ₁	99.1	95.0	4.1	2
Pgen ₂	150.6	137.8	12.8	8
Pgen ₃	105.3	105.0	0.3	4
Dengan <i>Ramp rate</i>				
Unit Pembangkitan	Kondisi (MW)		Selisih (MW)	<i>Ramp rate</i> (MW/jam)
	1	2		
Pgen ₁	97.0	95.0	2	2
Pgen ₂	145.8	137.8	8	8
Pgen ₃	109.0	105.0	4	4

**Gambar 4. 1** Pengaruh *Ramp rate*

Tabel 4. 18 Total Biaya Pembangkitan

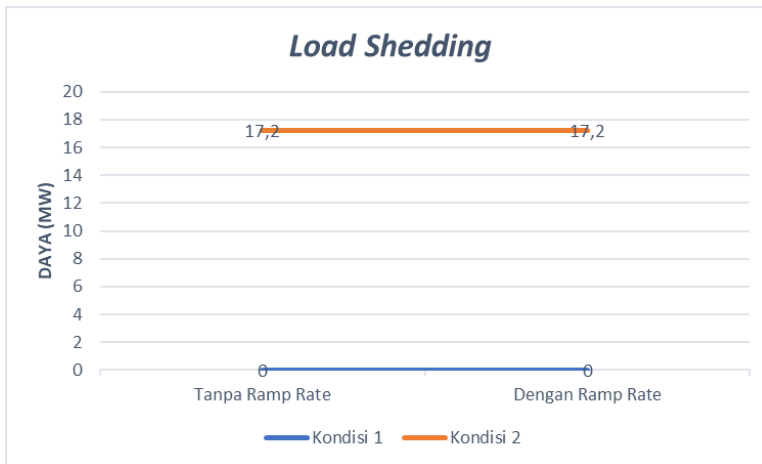
<i>Ramp rate</i>	Biaya Generator (\$)	Biaya Beban (\$)
Tidak ada	9849	-2.078.273.291
Ada	9767	-2.068.546.583

Tabel 4. 19 Total Daya Dan Totan Beban

<i>Ramp rate</i>	Total Daya (MW)		Total Beban (MW)	
	Kondisi 1	Kondisi 2	Kondisi 1	Kondisi 2
Tidak Ada	355.0	337.8	355.0	337.8
Ada	351.8	337.8	351.8	337.8

Tabel 4. 20 Total *Load shedding*

<i>Ramp rate</i>	Total Daya (MW)		Biaya <i>Load shedding</i> (\$)	
	Kondisi 1	Kondisi 2	Kondisi 1	Kondisi 2
Tidak Ada	0	17.2	0	51.726.708
Ada	0	17.2	0	51.726.708

**Gambar 4. 2** Total *Load shedding*

Tabel 4. 21 Aliran Daya Kondisi Normal Kontingensi Validasi Tahap 4 Saluran Bus 8-9 Dengan *Ramp rate*

Saluran	From Bus Injection P (MW)		Kapasitas Saluran (MVA)
	Kondisi		
	Normal	Kontingensi	
1-4	97.000000	95.0000000	150
4-5	41.498868	35.0000000	50
5-6	-57.397352	-65.0000000	65
3-6	109.000000	105.0000000	120
6-7	51.602648	40.0000000	55
7-8	-77.301703	-90.0000000	90
8-2	-145.757760	-137.7577640	170
8-9	68.456061	95.5155279	100
9-4	-55.501132	-60.0000000	60

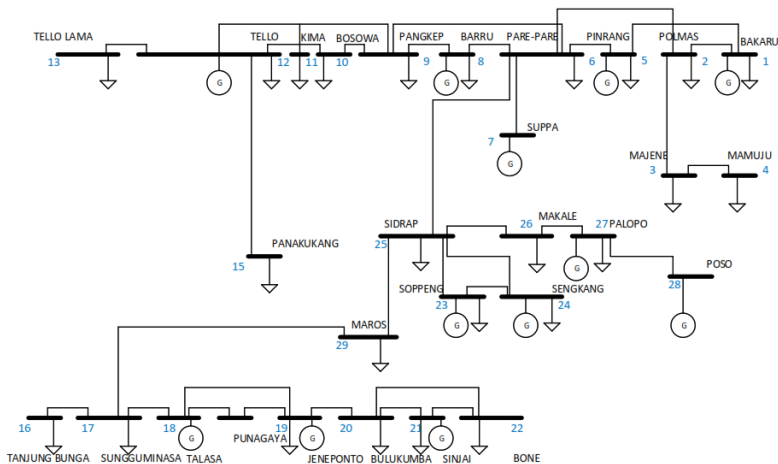
4.1.4.2. Analisa Validasi Tahap 4

Dari hasil simulasi, pada saluran yang ditunjukkan pada **tabel 4.17** pada generator terjadi pelanggaran pada batasan *ramp rate* dalam perubahan daya antara kondisi normal ke kondisi kontingensi. Saat kontingensi terjadi maka aliran daya yang mengalir pada saluran tersebut akan melebihi kapasitas salurannya sehingga harus dilakukan *load shedding* untuk melindungi sistem dari kerusakan. Terjadinya *load shedding* pada tersebut dikarenakan tidak tercukupinya daya untuk menyuplai beban. Total biaya dan *load shedding* terbesar yang ditunjukkan pada **tabel 4.18**, **tabel 4.19** dan **tabel 4.20** terjadi pada saluran dari bus 8 ke 9. Dengan total biaya senilai 51.736.557 (\$) dan *load shedding* sebesar 17.2 MW saat simulasi tanpa batasan *ramp rate*, sedangkan simulasi dengan adanya batasan *ramp rate* menghasilkan biaya sebesar 51.736.475 (\$) dan *load shedding* sebesar 17.2 MW. Hal ini dikarenakan pada kondisi 2 sistem sudah meminimalkan *load shedding* sehingga tidak dapat menurunkan *load shedding* yang mengakibatkan pada kondisi 1 terjadi *load shedding*. Hal ini menunjukkan bahwa saluran dari bus 8 ke 9 merupakan saluran dengan dampak terbesar apabila terjadi kontingensi. Dapat disimpulkan bahwa program dapat menunjukkan saluran dengan dampak kontingensi terbesar dari segi keamanan dan segi biaya pembangkitan.

4.2 Simulasi SCDCOPF Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan dan Barat

4.2.1. Sistem Kelistrikan Sulselbar

Sistem kelistrikan Sulselbar pada tahun 2018 berdasarkan rasio elektrifikasi rata-rata hanya mencapai 89,39%. Hal ini menyebabkan terjadinya pemadaman total untuk beberapa wilayah di Sulawesi. Oleh karena itu dilakukan simulasi SCDCOPF mempertimbangkan *load shedding* pada sistem kelistrikan sulselbar untuk mengetahui keamanan dan total biaya pembangkitan sehingga dapat meminimalkan terjadinya pemadaman total. Simulasi dilakukan dengan menggunakan data yang ditunjukkan pada tabel. Simulasi dilakukan dengan 2 kondisi yaitu kondisi normal dan kondisi kontingensi. Simulasi dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui keamanan dan biaya pembangkitan dari sistem kelistrikan sulselbar saat terjadi kontingensi.



Gambar 4. 3 Single Line Diagram Sistem Sulselbar

4.2.2. Data Pembangkit Sistem Sulselbar

Terdapat 12 unit pembangkit yang terpasang pada sistem kelistrikan Sulawesi Selatan dan Barat. 12 unit tersebut terdiri dari 3 unit PLTA, 4 unit PLTD, 3 unit PLTU, 1 unit PLTGU, dan 1 unit PLTMH dengan total sebesar 1188.9 MW seperti pada **tabel 4.22**. Data *cost function* digunakan untuk menghitung biaya pembangkitan generator yang terdiri dari koefisien a, b dan c seperti pada **tabel 4.23**.

Tabel 4. 22 Data Unit Pembangkit

No Bus	Nama	Type	Kapasitas (MW)	Jenis Pembangkit
1	Bakaru	Generator	126.00	PLTA
5	Pinrang	Generator	0.80	PLTMH
7	Suppa	Generator	64.80	PLTD
8	Barru	Generator	50.00	PLTU
12	Tello	Generator	205.32	PLTU
18	Talasa	Generator	115.00	PLTD
19	Jeneponto	Generator	200.00	PLTU
21	Sinjai	Generator	10.00	PLTA
23	Soppeng	Generator	15.00	PLTD
24	Sengkang	Generator	195.00	PLTGU
27	Palopo	Generator	9.00	PLTD
28	Poso	Slack	195.00	PLTA
Total Daya (MW)			1188.90	

Tabel 4. 23 Data *Cost function* Untuk Unit Pembangkit Dan *Ramp rate*

Unit	<i>Cost function</i>	<i>Ramp rate</i> (MW/jam)
1	0	15.00
2	0	0.04
3	$3480P_3^2 + 1553820P_3 + 18009000$	3.24
4	$754.488P_4^2 + 1585080P_4 + 17675280$	2.50
5	$8662.5P_5^2 + 1099350P_5 + 3515400$	10.30
6	$6156.92P_6^2 + 2749066P_6 + 31862076$	5.80
7	$8662.5P_7^2 + 1099350P_7 + 3515400$	10.00
8	0	0.50
9	$108750P_9^2 + 575940P_9 + 3758300$	0.75
10	$137.9539P_{10}^2 + 240000P_{10} + 27839000$	9.75

Tabel 4. 24 Data *Cost function* Untuk Unit Pembangkit
Dan *Ramp rate* (Lanjutan)

Unit	<i>Cost function</i>	<i>Ramp rate</i> (MW/jam)
11	$435000P_{11}^2 + 977880P_{11} + 9004500$	0.45
12	0	9.75

4.2.3. Data Saluran Sistem Sulselbar

Terdapat 34 saluran seperti pada **tabel 4.25** dan **tabel 4.26** yang terdiri dari *double circuit* dengan 2 jenis konduktor yaitu *double hawk* dan *zebra*. Untuk kapasitas dari konduktor *double hawk* yaitu sebesar 651 MVA dan untuk konduktor *zebra* yaitu 911 MVA.

Tabel 4. 25 Data Saluran

Saluran Bus	r (pu)	x (pu)	b (pu)	Kapasitas Saluran (MVA)
1-2	0.02627	0.09440	0.00743	651
1-5	0.03076	0.11023	0.01012	651
2-3	0.02630	0.09451	0.00744	651
2-6	0.03663	0.13159	0.01819	651
3-4	0.07342	0.26379	0.02076	651
5-6	0.01388	0.04974	0.00670	651
6-7	0.00393	0.01413	0.00111	651
6-8	0.02314	0.08290	0.01116	651
6-25	0.01002	0.03599	0.00283	651
8-9	0.02419	0.08667	0.01176	651
9-10	0.01090	0.03919	0.00493	651
9-11	0.01090	0.03919	0.00493	651
10-12	0.01683	0.06049	0.00761	651
11-12	0.01090	0.03919	0.00493	651
12-13	0.00363	0.01300	0.00175	651
12-17	0.00192	0.01318	0.00249	651
12-15	0.00236	0.00848	0.00067	651

Tabel 4. 26 Data Saluran (Lanjutan)

Saluran Bus	r (pu)	x (pu)	b (pu)	Kapasitas Saluran (MVA)
9-12	0.01090	0.03919	0.00493	651
16-17	0.00354	0.02128	0.00271	911
17-18	0.00485	0.03324	0.00627	651
17-29	0.02717	0.18617	0.03512	651
18-19	0.03333	0.11974	0.00942	651
19-20	0.02431	0.08733	0.00687	651
20-21	0.07195	0.25851	0.02035	911
20-22	0.07195	0.25851	0.03025	911
21-22	0.04064	0.14603	0.01149	911
22-23	0.02289	0.08153	0.00804	911
23-24	0.01053	0.06335	0.00807	911
23-25	0.02821	0.10138	0.00964	911
24-25	0.01090	0.03919	0.00493	911
25-29	0.01090	0.03919	0.00493	651
25-26	0.03137	0.18876	0.02406	651
26-27	0.01959	0.07038	0.00554	651
27-28	0.04064	0.14603	0.01149	651

4.2.4. Data Bus Sistem Sulselbar

Terdapat 28 bus pada sistem kelistrikan Sulselbar 150 kV dan 275 kV dengan total beban 926 MW. Data tersebut ditunjukkan pada **tabel 4.27** dan **tabel 4.28**

Tabel 4. 27 Data Bus

Bus	tipe bus	Beban		V (kV)	Vmax	Vmin
		P (MW)	Q (MVAR)			
Bakaru	2	16.0	12.0	150	1.1	0.9
Polmas	1	16.0	12.0	150	1.1	0.9
Majene	1	16.0	12.0	150	1.1	0.9
Mamuju	1	24.0	18.0	150	1.1	0.9
Pinrang	2	24.8	18.6	150	1.1	0.9
Pare-pare	1	36.8	27.6	150	1.1	0.9
Suppa	2	0.0	0.0	150	1.1	0.9
Barru	2	16.0	12.0	150	1.1	0.9
Pangkep	1	99.6	74.7	150	1.1	0.9
Bosowa	1	36.8	27.7	150	1.1	0.9
Kima	1	24.0	18.0	150	1.1	0.9
Tello	2	48.0	36.0	150	1.1	0.9
Tello Lama	1	48.0	36.0	150	1.1	0.9
Panakukang	1	48.0	36.0	150	1.1	0.9
Tanjungbunga	1	96.0	72.0	150	1.1	0.9
Sungguminasa	1	72.0	54.0	150	1.1	0.9
Talasa	2	0.0	0.0	150	1.1	0.9
Jeneponto	2	40.0	30.0	150	1.1	0.9
Bulukumba	1	24.0	18.0	150	1.1	0.9
Sinjai	2	24.0	18.0	150	1.1	0.9
Bone	1	56.0	42.0	150	1.1	0.9
Soppeng	2	24.0	18.0	150	1.1	0.9
Sengkang	2	24.0	18.0	150	1.1	0.9
Sidrap	1	40.0	30.0	150	1.1	0.9
Makale	1	24.0	18.0	150	1.1	0.9

Tabel 4. 28 Data Bus (Lanjutan)

Bus	Tipe Bus	Beban		V (kV)	Vmax	Vmin
		P (MW)	Q (MVAR)			
Palopo	2	24.0	18.0	150	1.1	0.9
Poso	3	0.0	0.0	275	1.1	0.9
Maros	1	24.0	18.0	150	1.1	0.9

Data sistem Sulselbar tahun 2018 berdasarkan tabel kemudian dimodelkan menggunakan software *Matlab* dan *matpower* dalam bentuk M-file yang menerapkan metode *quadratic programming*.

4.2.5. Hasil Simulasi *SCDOPF* Mempertimbangkan *Load shedding* Pada Sistem Sulselbar

Simulasi dilakukan dengan menggunakan dua kondisi yaitu kondisi 1 dan kondisi 2 dimana kondisi 1 merupakan kondisi normal dan kondisi 2 merupakan kondisi kontingensi. Untuk menghasilkan dampak kontingensi terbesar maka dilakukan modifikasi pada kapasitas saluran sistem Sulselbar dikarenakan kapasitas saluran pada sistem Sulselbar masih dapat menangani apabila terjadi kontingensi pada tiap saluran. Modifikasi saluran yang dilakukan yaitu dengan menurunkan kapasitas saluran mendekati kemampuan saluran dalam mengirimkan daya seperti pada **tabel 4.29** dan **tabel 4.30**

Tabel 4. 29 Data Modifikasi Kapasitas Saluran Sistem Sulselbar

Saluran Bus	r (pu)	x (pu)	b (pu)	Kapasitas Saluran (MVA)
1-2	0.02627	0.09440	0.00743	120
1-5	0.03076	0.11023	0.01012	100
2-3	0.02630	0.09451	0.00744	100
2-6	0.03663	0.13159	0.01819	10
3-4	0.07342	0.26379	0.02076	50
5-6	0.01388	0.04974	0.00670	230
6-7	0.00393	0.01413	0.00111	600
6-8	0.02314	0.08290	0.01116	200

Tabel 4. 30 Data Modifikasi Kapasitas Saluran Sistem Sulselbar
(Lanjutan)

Saluran Bus	r (pu)	x (pu)	b (pu)	Kapasitas Saluran (MVA)
6-25	0.01002	0.03599	0.00283	100
8-9	0.02419	0.08667	0.01176	250
9-10	0.01090	0.03919	0.00493	200
9-11	0.01090	0.03919	0.00493	30
10-12	0.01683	0.06049	0.00761	20
11-12	0.01090	0.03919	0.00493	15
12-13	0.00363	0.01300	0.00175	100
12-17	0.00192	0.01318	0.00249	95
12-15	0.00236	0.00848	0.00067	100
9-12	0.01090	0.03919	0.00493	10
16-17	0.00354	0.02128	0.00271	195
17-18	0.00485	0.03324	0.00627	220
17-29	0.02717	0.18617	0.03512	125
18-19	0.03333	0.11974	0.00942	110
19-20	0.02431	0.08733	0.00687	20
20-21	0.07195	0.25851	0.02035	15
20-22	0.07195	0.25851	0.03025	20
21-22	0.04064	0.14603	0.01149	30
22-23	0.02289	0.08153	0.00804	160
23-24	0.01053	0.06335	0.00807	130
23-25	0.02821	0.10138	0.00964	35
24-25	0.01090	0.03919	0.00493	150
25-29	0.01090	0.03919	0.00493	220
25-26	0.03137	0.18876	0.02406	300
26-27	0.01959	0.07038	0.00554	350
27-28	0.04064	0.14603	0.01149	390

Tabel 4. 31 Dampak Kontingensi

Saluran Bus	Objective Function	Load shedding (MW)
1-2	-3.813.658.852	0.000
1-5	-3.769.707.793	13.173
2-3	-3.813.658.852	0.000
2-6	-3.813.658.852	0.000
3-4	-3.813.658.852	0.000
5-6	-3.813.658.852	0.000
6-7	-3.813.658.852	0.000
6-8	-3.813.658.852	0.000
6-25	-3.813.658.852	0.000
8-9	-3.813.652.090	0.475
9-10	-3.812.511.555	9.668
9-11	-3.813.587.282	1.463
10-12	-3.813.658.852	0.000
11-12	-3.813.658.852	0.000
12-13	-3.813.658.852	0.000
12-17	-3.813.658.852	0.000
12-15	-3.813.658.852	0.000
9-12	-3.813.658.852	0.000
16-17	-3.813.658.852	0.000
17-18	-3.813.658.852	0.000
17-29	-3.787.001.138	36.163
18-19	-3.813.658.852	0.000
19-20	-3.813.658.852	0.000
20-21	-3.813.658.852	0.000
20-22	-3.813.658.852	0.000
21-22	-3.813.658.852	0.000

Tabel 4. 32 Dampak Kontingensi (Lanjutan)

Saluran Bus	Objective Function	Load shedding (MW)
22-23	-3.813.658.852	0.000
23-24	-3.813.584.050	2.855
23-25	-3.813.658.852	0.000
24-25	-3.813.658.852	0.000
25-29	-3.811.635.283	13.254
25-26	-3.813.658.852	0.000
26-27	-3.813.658.852	0.000
27-28	-3.813.658.852	0.000

Berdasarkan dampak kontingensi yang ditunjukkan pada **tabel 4.31** dan **tabel 4.32**, dapat disimpulkan bahwa saluran yang mempunyai dampak kontingensi terbesar dari segi biaya terletak pada saluran dari bus 1 ke 5, sedangkan dampak kontingensi dari segi banyaknya pelepasan beban terletak pada saluran dari bus 17 ke 29. Oleh karena itu, dalam penelitian ini akan membandingkan dampak kontingensi pada saluran dari bus 1 ke 5 dan dari bus 17 ke 29. Simulasi dilakukan pada saluran seperti berikut:

1. Daya pembangkitan, total biaya pembangkitan dan *ramp rate* saluran bus 1 ke 5

Tabel 4. 33 Biaya Pembangkitan

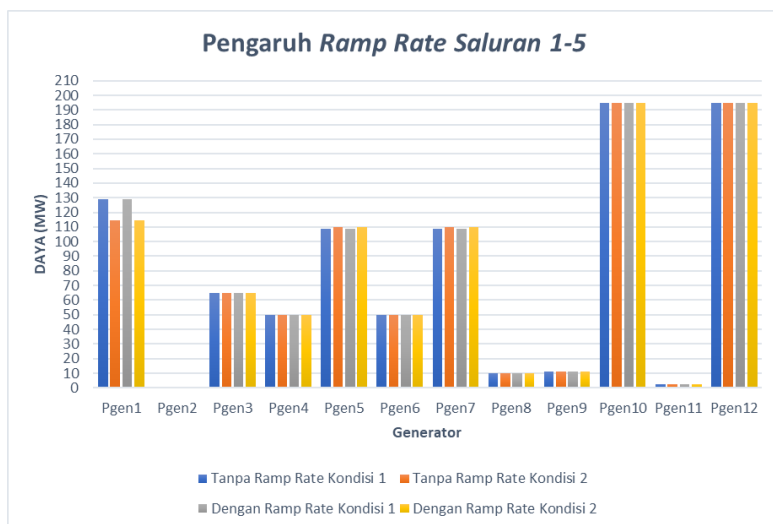
Ramp rate	Biaya Generator (Rp)	Biaya Load shedding (Rp)	Biaya Optimal (Rp)
Tidak ada	1.746.774.006	39.518.199	1.786.292.205
Ada	1.746.774.006	39.518.199	1.786.292.205

Tabel 4. 34 Total Daya Dan Total Beban

Ramp rate	Total Daya (MW)		Total Beban (MW)	
	Kondisi 1	Kondisi 2	Kondisi 1	Kondisi 2
Tidak Ada	926	912.8	926	912.8
Ada	926	912.8	926	912.8

Tabel 4. 35 Daya Pembangkitan Dan Ramp rate

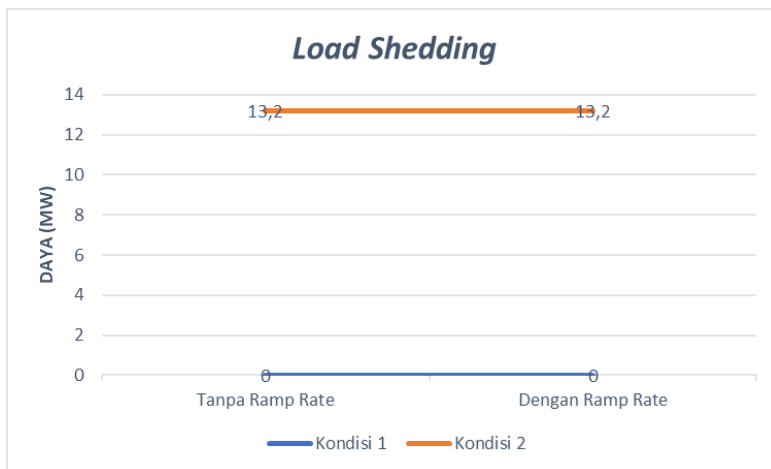
Unit	Kondisi (MW)						Ramp rate (MW/Jam)
	Tanpa Ramp rate			Dengan Ramp rate			
	1	2	Selisih	1	2	Selisih	
Pgen ₁	129	114.4	14.6	129	114.4	14.6	15.00
Pgen ₂	0.8	0.8	0.0	0.80	0.80	0.0	0.04
Pgen ₃	64.8	64.8	0.0	64.8	64.8	0.0	3.24
Pgen ₄	50.0	50.0	0.0	50.0	50.0	0.0	2.50
Pgen ₅	109	109.7	0.7	109	109.7	0.7	10.30
Pgen ₆	50.0	50.0	0.0	50.0	50.0	0.0	5.80
Pgen ₇	109	109.7	0.7	109	109.7	0.7	10.00
Pgen ₈	10.0	10.0	0.0	10.0	10.0	0.0	0.50
Pgen ₉	11.1	11.2	0.1	11.1	11.2	0.1	0.75
Pgen- ₁₀	195	195	0.0	195	195	0.0	9.75
Pgen- ₁₁	2.3	2.3	0.0	2.30	2.30	0.0	0.45
Pgen- ₁₂	195	195	0.0	195	195	0.0	9.75



Gambar 4. 4 Pengaruh Ramp rate Saluran Bus 1-5

Tabel 4. 36 Total *Load shedding*

Ramp rate	Daya (MW)		Biaya <i>Load shedding</i> (Rp)	
	Kondisi 1	Kondisi 2	1	2
Tidak Ada	0	13.2	0	39.518.199
Ada	0	13.2	0	39.518.199



Gambar 4. 5 Total *Load shedding*

Tabel 4. 37 Aliran Daya Kondisi Normal Kontingensi Sistem Sulsebar

Dari Bus	Ke Bus	From Bus Injection P (MW)		Kapasitas Saluran (MVA)
		Kondisi		
		Normal	Kontingensi	
1	2	62.835240	66.000000	120
1	5	50.164760	32.346630	100
2	3	40.000000	40.000000	100
2	6	6.835242	10.000000	10
3	4	24.000000	24.000000	50
5	6	26.164760	8.346632	230
6	7	-64.800000	-64.800000	600
6	8	113.952800	109.063700	200
6	25	-52.952800	-62.133300	100
8	9	147.952800	143.742100	250
9	10	25.243570	24.340050	200

Tabel 4. 38 Aliran Daya Kondisi Normal Kontingensi Sistem Sulselbar (Lanjutan)

Dari Bus	Ke Bus	From Bus Injection P (MW)		Kapasitas Saluran (MVA)
		Kondisi		
		Normal	Kontingensi	
9	11	15.703080	14.676910	30
10	12	-11.556400	-11.983100	20
11	12	-8.296920	-8.832890	15
12	13	48.000000	47.370220	100
12	17	-47.446800	-47.414700	95
12	15	48.000000	47.370460	100
9	12	7.406150	5.844028	10
16	17	-96.000000	-95.356400	195
17	18	-113.832000	-114.649000	220
17	29	-101.615000	-99.504600	125
18	19	-63.832200	-64.649000	110
19	20	5.168228	5.608557	20
20	21	-4.258780	-4.023450	15
20	22	-14.573000	-13.772900	20
21	22	-18.258800	-17.259100	30
22	23	-88.831800	-86.324100	160
23	24	-83.445400	-81.970300	130
23	25	-18.297500	-16.562900	35
24	25	87.554630	89.657490	150
25	29	125.614600	122.863800	220
25	26	-149.310000	-151.262000	300
26	27	-173.310000	-174.638000	350
27	28	-195.000000	-195.000000	390

- Perbandingan daya pembangkitan, total biaya pembangkitan dan *ramp rate* saluran bus 17 ke 29

Tabel 4. 39 Biaya Pembangkitan

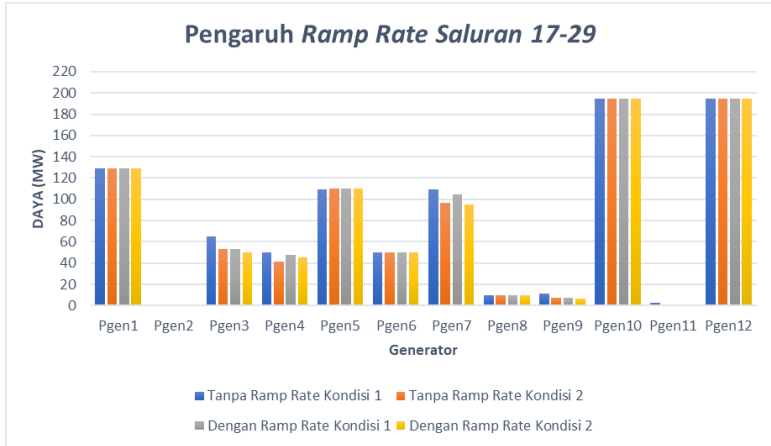
<i>Ramp rate</i>	Biaya Generator (Rp)	Biaya Load Shedding (Rp)	Biaya Optimal (Rp)
Tidak ada	1.660.509.503	108.489.356	1.768.998.859
Ada	1.604.053.507	50.820.000	1.654.873.507

Tabel 4. 40 Total Daya Dan Total Beban

<i>Ramp rate</i>	Total Daya (MW)		Total Beban (MW)	
	Kondisi 1	Kondisi 2	Kondisi 1	Kondisi 2
Tidak Ada	926.0	889.8	926.0	889.8
Ada	904.1	887.2	904.1	887.2

Tabel 4. 41 Daya Pembangkitan Dan *Ramp rate*

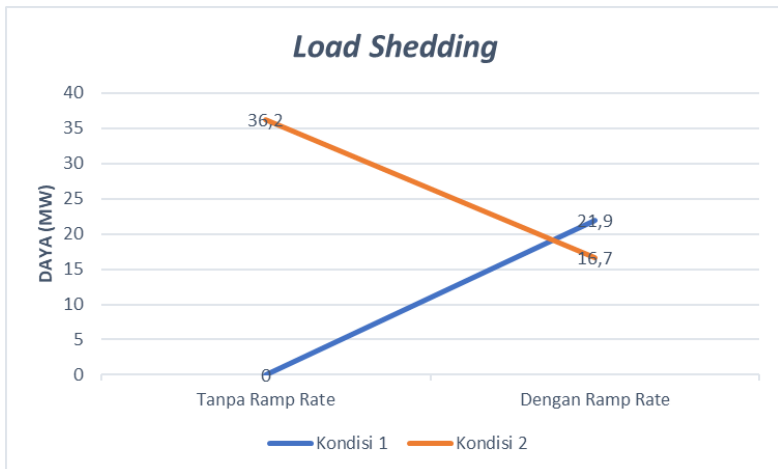
Unit	Kondisi (MW)						<i>Ramp rate</i> (MW/jam)
	Tanpa <i>Ramp rate</i>			Dengan <i>Ramp rate</i>			
	1	2	Selisih	1	2	Selisih	
Pgen ₁	129	129	0.0	129.0	129.0	0.00	15.00
Pgen ₂	0.80	0.80	0.0	0.80	0.80	0.00	0.04
Pgen ₃	64.8	53.6	11.2	53.31	50.07	3.24	3.24
Pgen ₄	50.0	41.6	8.4	47.80	45.30	2.50	2.50
Pgen ₅	109	109,7	0.7	109.7	109.7	0.00	10.30
Pgen ₆	50.0	50.0	0.0	50.00	50.00	0.00	5.80
Pgen ₇	109	96.8	12.2	104.8	94.80	10.00	10.00
Pgen ₈	10.0	10.0	0.0	10.00	10.00	0.00	0.50
Pgen ₉	11.1	7.00	4.1	7.24	6.49	0.75	0.75
Pgen- ₁₀	195	195	0.0	195.0	195.0	0.00	9.75
Pgen- ₁₁	2.50	1.20	1.1	1.43	0.98	0.45	0.45
Pgen- ₁₂	195	195	0.0	195.0	195.0	0.00	9.75



Gambar 4. 6 Pengaruh *Ramp rate*

Tabel 4. 42 Total *Load shedding*

<i>Ramp rate</i>	Daya (MW)		Biaya <i>Load shedding</i> (Rp)	
	Kondisi 1	Kondisi 2	Kondisi 1	Kondisi 2
Tidak Ada	0.0	36.2	0	108.489.356
Ada	21.9	16.7	65.678.758	50.820.000



Gambar 4. 7 Total *Load shedding*

Tabel 4. 43 Aliran Daya Kondisi Normal Kontingensi Sistem Sulselbar

Dari Bus	Ke Bus	<i>From Bus Injection P (MW)</i>		Kapasitas Saluran (MVA)
		Kondisi		
		Normal	Kontingensi	
1	2	63.078091	62.835242	120
1	5	50.718744	50.164758	100
2	3	39.377438	40.000000	100
2	6	8.0343076	6.8352420	10
3	4	23.680719	24.000000	50
5	6	28.570148	26.164758	230
6	7	-53.307775	-50.067775	600
6	8	111.42904	123.58743	200
6	25	-57.918864	-77.319656	100
8	9	143.47342	152.86336	250
9	10	24.015338	26.263363	200
9	11	14.370025	17.000000	30
10	12	-11.744348	-10.536637	20
11	12	-8.4821584	-7.0000000	15
12	13	46.728813	35.650359	100
12	17	-44.690239	-2.9980900	95
12	15	46.728812	35.650407	100
9	12	5.8878668	10.000000	10
16	17	-95.325513	-96.000000	195
17	18	-111.59805	-108.57585	220
17	29	-99.718658	-124.84448	125
18	19	-61.598049	-58.575848	110
19	20	3.8562528	-3.7267514	20
20	21	-4.8034584	-7.7267514	15
20	22	-14.447568	-20.000000	20
21	22	-17.072510	-21.726751	30
22	23	-86.683149	-97.726751	160
23	24	-83.544879	-90.154308	130
23	25	-18.227614	-25.083180	35
24	25	87.896212	80.845692	150
25	29	123.34560	86.422242	220

Tabel 4. 44 Aliran Daya Kondisi Normal Kontingensi Sistem Sulselbar (Lanjutan)

Dari Bus	Ke Bus	From Bus Injection P (MW)		Kapasitas Saluran (MVA)
		Kondisi		
		Normal	Kontingensi	
25	26	-150.99397	-147.97939	300
26	27	-174.49166	-171.97939	350
27	28	-195.00000	-195.00000	390

4.2.6. Analisa *SCDCOPF* Mempertimbangkan *Load shedding* Pada Sistem Sulselbar

Berdasarkan hasil simulasi program dengan kondisi normal dan kontingensi saluran dari bus 1-5 pada **tabel 4.33** menunjukkan bahwa total biaya pembangkitan dengan adanya *ramp rate* maupun tanpa *ramp rate* tidak terlalu berbeda, hal tersebut menunjukkan bahwa dampak dari kontingensi tidak terlalu berpengaruh pada sistem sehingga sistem tidak membutuhkan *re-dispatch*. Pada **tabel 4.35** menunjukkan bahwa perubahan daya pada setiap unit pembangkitan saat kondisi normal dan kontingensi dengan *ramp rate* maupun tanpa *ramp rate* tidak ada yang melanggar batasan *ramp rate* sehingga sistem tetap aman. Selain itu, tidak terjadi pelanggaran pada kapasitas saluran, berdasarkan **tabel 4.37** dan **tabel 4.38** aliran daya pada masing-masing saluran masih berada dibawah dari batas kapasitas saluran.

Sedangkan untuk hasil simulasi program dengan kondisi normal dan kontingensi saluran dari bus 17 ke 29 pada **tabel 4.39** menunjukkan bahwa total biaya pembangkitan dengan adanya *ramp rate* lebih mahal dibandingkan dengan tanpa *ramp rate* yaitu sebesar -3769768974 (\$). Hal tersebut menunjukkan bahwa kontingensi pada saluran dari bus 16 ke 28 berpengaruh pada sistem sehingga sistem membutuhkan *re-dispatch* agar tidak ada pelanggaran pada batasan ketika kontingensi. Pada **tabel 4.41** menunjukkan adanya pelanggaran pada batasan *ramp rate* yang terjadi saat kontingensi yaitu pada generator 3, generator 4, generator 7, generator 9, dan generator 11. Dengan adanya *ramp rate* pada saat kontingensi maka perubahan daya pada setiap unit pembangkitan tidak ada yang melanggar *ramp rate*. Namun dapat dilihat pada **tabel 4.41** Pada kondisi 1 dan kondisi 2 dengan adanya batasan *ramp rate* menunjukkan penurunan pembangkitan dibandingkan dengan kondisi 1 dan kondisi 2 tanpa adanya batasan *ramp rate*. Hal ini dikarenakan *load shedding* pada kondisi 2 dengan adanya batasan *ramp rate* telah dioptimalkan sehingga

mempengaruhi kondisi 1 dengan batasan *ramp rate* untuk melakukan *load shedding* untuk mengamankan sistem. Selain itu, tidak terjadi pelanggaran pada kapasitas saluran, berdasarkan **tabel 4.43** dan **tabel 4.44** aliran daya pada masing-masing saluran masih berada dibawah dari batas kapasitas saluran. Dapat disimpulkan bahwa program *SCDCOPF* dapat digunakan untuk memperhitungkan total biaya pembangkitan dengan mempertimbangkan keamanan sistem.

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari hasil simulasi program dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Program dapat digunakan untuk sistem dengan kapasitas saluran yang kecil, untuk sistem seperti sistem Sulselbar dengan kapasitas yang besar maka kontingensi tidak berpengaruh karena saluran masih dapat menyalurkan daya.
2. Kontingensi pada saluran dari bus 17 ke 29 berpengaruh pada sistem sehingga sistem membutuhkan re-dispatch agar tidak ada pelanggaran pada batasan ketika kontingensi. Terjadi pelanggaran pada batasan *ramp rate* yang terjadi saat kontingensi yaitu pada generator 3, generator 4, generator 7, generator 9, dan generator 11. Pada saluran dari bus 17 ke 29 terjadi pelepasan terbesar dibanding dengan saluran lainnya.
3. Dengan adanya batasan *ramp rate* pada saat kontingensi maka perubahan daya pada setiap unit pembangkitan tidak ada yang melanggar batasan *ramp rate*.
4. Program *SCDCOPF* menggunakan *quadratic programming* dapat digunakan untuk memperhitungkan total biaya pembangkitan dengan mempertimbangkan keamanan sistem di sistem Sulselbar yang dimodifikasi.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk pengembangan penelitian selanjutnya dalam bidang operasi sistem tenaga dalam tugas akhir adalah sebagai berikut:

1. Dapat dikembangkan dengan mempertimbangkan rugi-rugi pada saluran untuk optimasi sistem.
2. Pengembangan dan penerapan dengan pemodelan kontingensi pada saluran *single circuit* untuk sistem dengan hasil mendekati kondisi lapangan.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] *Statistik Ketenagalistrikan Tahun Anggaran 2018*, vol. 100. PLN, 2018.
- [2] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, eacute Shebl&, dan Gerald B, “Power Generation, Operation and Control,” vol. Third, hlm. 658, 2014.
- [3] Andi, “Sistem Tenaga Listrik,” *Cerdin Cermas*, hlm. 6, 2010.
- [4] H. Saadat, *Power System Analysis*. New York, NY, 1999.
- [5] M. A. A. G, *Gambaran Umum Pengelolaan Sistem Jawa Bali*. Jakarta, 2005.
- [6] A. Taradini, *DYNAMIC OPTIMAL POWER FLOW ARUS SEARAH MEMPERTIMBANGKAN CADANGAN BERPUTAR DAN PELEPASAN BEBAN MENGGUNAKAN QUADRATIC PROGRAMMING*, vol. 82. .
- [7] Nursidi, “Dynamic Optimal Power Flow Arus Searah Menggunakan Quadratic Programming,” *Tugas Akhir Tek. Elektro ITS*, 2014.
- [8] Y. B. Nugraha, “Aliran Daya Optimal Dengan Keamanan Sistem Mempertimbangkan Energy Storage,” 2017, hlm. 5.
- [9] M. El-Shimy, “Stability-based minimization of load shedding in weakly interconnected systems for real-time applications,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 70, hlm. 99–107, Sep 2015.
- [10] A. F. Y. Reynaldo, R. S. Wibowo, dan J. A. R. Hakim, “Security Constrained Unit Commitment,” vol. 5, no. 2, hlm. 4, 2016.
- [11] A. Riangga, “Aliran Daya Optimal Dengan Batas Keamanan Untuk Sistem Kalimantan Selatan Dan Tengah,” 2018, hlm. 82.
- [12] S. Chakravarthy dan Q. Jiang, *Stream data processing: a quality of service perspective ; modeling, scheduling, load shedding, and complex event processing*. New York, NY: Springer, 2009.
- [13] H. A. Pasha dan W. Saleem, “The Impact and Cost of Power Load Shedding to Domestic Consumers,” *Pak. Dev. Rev.*, vol. 52, no. 4I, hlm. 355–373, Des 2013.

Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN

```
function [results, success, raw] = dcof_solver(om, om01, mpoft)
%DCOPF_SOLVER Solves a DC optimal power flow.
%
% [RESULTS, SUCCESS, RAW] = DCOPF_SOLVER(OM, MPOFT)
%
% Inputs are an OPF model object and a MATPOWER options struct.
%
% Outputs are a RESULTS struct, SUCCESS flag and RAW output
struct.
%
% RESULTS is a MATPOWER case struct (mpc) with the usual
baseMVA, bus
% branch, gen, gencost fields, along with the following additional
% fields:
% .order see 'help ext2int' for details of this field
% .x final value of optimization variables (internal order)
% .f final objective function value
% .mu shadow prices on ...
% .var
% .l lower bounds on variables
% .u upper bounds on variables
% .lin
% .l lower bounds on linear constraints
% .u upper bounds on linear constraints
%
% SUCCESS 1 if solver converged successfully, 0 otherwise
%
% RAW raw output in form returned by MINOS
% .xr final value of optimization variables
% .pimul constraint multipliers
% .info solver specific termination code
% .output solver specific output information
%
% See also OPF, QPS_MATPOWER.
```

```

% MATPOWER
% Copyright (c) 2000-2016, Power Systems Engineering Research
Center (PSERC)
% by Ray Zimmerman, PSERC Cornell
% and Carlos E. Murillo-Sanchez, PSERC Cornell & Universidad
Nacional de Colombia
%
% This file is part of MATPOWER.
% Covered by the 3-clause BSD License (see LICENSE file for details).
% See http://www.pserc.cornell.edu/matpower/ for more info.

%%----- initialization -----
%% define named indices into data matrices
[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS,
BUS_AREA, VM, ...
VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q,
MU_VMAX, MU_VMIN] = idx_bus;
[GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS,
PMAX, PMIN, ...
MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2,
QC1MIN, QC1MAX, ...
QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30,
RAMP_Q, APF] = idx_gen;
[F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B, RATE_C,
...
TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF, MU_ST, ...
ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX] = idx_brch;
[PW_LINEAR, POLYNOMIAL, MODEL, STARTUP, SHUTDOWN,
NCOST, COST] = idx_cost;

%% options(add)
alg = upper(mppopt.opf.dc.solver);

%% unpack data
mpc = get_mpc(om);
[baseMVA, bus, gen, branch, gencost] = ...

```

```

deal(mpc.baseMVA, mpc.bus, mpc.gen, mpc.branch, mpc.gencost);
cp = get_cost_params(om);
[N, H, Cw] = deal(cp.N, cp.H, cp.Cw);
fparm = [cp.dd cp.rh cp.kk cp.mm];
Bf = userdata(om, 'Bf');
Pfinj = userdata(om, 'Pfinj');
[vv, ll] = get_idx(om);

%% problem dimensions
ipol = find(gencost(:, MODEL) == POLYNOMIAL); %% polynomial
costs
ipwl = find(gencost(:, MODEL) == PW_LINEAR); %% piece-wise
linear costs
igen = find(bus(:, PD) > 0); %% generator bus
nb = size(bus, 1); %% number of buses
nl = size(branch, 1); %% number of branches
ng = size(gen, 1); %% number of generator
nw = size(N, 1); %% number of general cost vars, w
ny = getN(om, 'var', 'y'); %% number of piece-wise linear costs
nxyz = getN(om, 'var'); %% total number of control vars of all types
iload = find(bus(:,PD));
itop = find(gen(:, APF) == 1); %% generator with tie or pay

%% linear constraints & variable bounds
[A, l, u] = linear_constraints(om);
[A1, l1, u1] = linear_constraints(om01);
[x0, xmin, xmax] = getv(om);

%% set up objective function of the form:  $f = 1/2 * X'*HH*X + CC'*X$ 
%% where  $X = [x;y;z]$ . First set up as quadratic function of w,
%%  $f = 1/2 * w'*HHw*w + CCw'*w$ , where  $w = \text{diag}(M) * (N*X - \text{Rhat})$ .
We
%% will be building on the (optionally present) user supplied parameters.

%% piece-wise linear costs
any_pwl = (ny > 0);

```

```

if any_pwl
    Npwl = sparse(ones(ny,1), vv.i1.y:vv.iN.y, 1, 1, nxyz);    %% sum of
y vars
    Hpwl = 0;
    Cpwl = 1;
    fparm_pwl = [1 0 0 1];
else
    Npwl = sparse(0, nxyz);
    Hpwl = [];
    Cpwl = [];
    fparm_pwl = [];
end

%% quadratic costs
npol = length(ipol);
if any(find(gencost(ipol, NCOST) > 3))
    error('DC opf cannot handle polynomial costs with higher than
quadratic order.');
```

end

```

iqdr = find(gencost(ipol, NCOST) == 3);
ilin = find(gencost(ipol, NCOST) == 2);
polycf = zeros(npol, 3);                %% quadratic coeffs for Pg
if ~isempty(iqdr)
    polycf(iqdr, :) = gencost(ipol(iqdr), COST:COST+2);
end
polycf(ilin, 2:3) = gencost(ipol(ilin), COST:COST+1);
polycf = polycf * diag([ baseMVA^2 baseMVA 1]);    %% convert to
p.u.
Npol = sparse(1:npol, vv.i1.Pg-1+ipol, 1, npol, nxyz);    %% Pg vars
Hpol = sparse(1:npol, 1:npol, 2*polycf(:, 1), npol, npol);
Cpol = polycf(:, 2);
fparm_pol = ones(npol,1) * [ 1 0 0 1 ];
```

%% combine with user costs

```

NN = [ Npwl; Npol; N ];
HHw = [ Hpwl, sparse(any_pwl, npol+nw);
```

```

    sparse(npol, any_pwl), Hpol, sparse(npol, nw);
    sparse(nw, any_pwl+npol), H ];
CCw = [Cpwl; Cpol; Cw];
ffparm = [ fparm_pwl; fparm_pol; fparm ];

%% transform quadratic coefficients for w into coefficients for X
nnw = any_pwl+npol+nw;
M = sparse(1:nnw, 1:nnw, ffparm(:, 4), nnw, nnw);
MR = M * ffparm(:, 2);
HMR = HHw * MR;
MN = M * NN;
HH = MN' * HHw * MN;
CC = full(MN' * (CCw - HMR));
C0 = 1/2 * MR' * HMR + sum(polycf(:, 3)); %% constant term of cost

%% default solver
alg = 'OT';

%% set up input for QP solver
opt = struct('alg', alg, 'verbose', mpopt.verbose);

%% options
if isempty(HH) || ~any(any(HH))
    model = 'LP';
else
    model = 'QP';
end
opt = mpopt2qpopt(mpopt, model);

%% try to select an interior initial point, unless requested not to
if mpopt.opf.init_from_mpc ~= 1 && ...
    (strcmp(opt.alg, 'MIPS') || strcmp(opt.alg, 'IPOPT'))
    Varefs = bus(bus(:, BUS_TYPE) == REF, VA) * (pi/180);

    lb = xmin; ub = xmax;
    lb(xmin == -Inf) = -1e10; %% replace Inf with numerical proxies

```

```

ub(xmax == Inf) = 1e10;
x0 = (lb + ub) / 2;      %% set x0 mid-way between bounds
k = find(xmin == -Inf & xmax < Inf); %% if only bounded above
x0(k) = xmax(k) - 1;    %% set just below upper bound
k = find(xmin > -Inf & xmax == Inf); %% if only bounded below
x0(k) = xmin(k) + 1;   %% set just above lower bound
x0(vv.i1.Va:vv.iN.Va) = Varefs(1); %% angles set to first reference
angle
if ny > 0
    ipwl = find(gencost(:, MODEL) == PW_LINEAR);
    c = gencost(sub2ind(size(gencost), ipwl, NCOST+2*gencost(ipwl,
NCOST))); %% largest y-value in CCV data
    x0(vv.i1.y:vv.iN.y) = max(c) + 0.1 * abs(max(c));
end
end

%% set input for multiple time OPF

HHH = HH;
CCC = CC;
AAA = A;
lll = l;
uuu = u;
llll = l;
uuuu = u;
xminnn = xmin;
xmaxxx = xmax;
x000 = x0;

%% time interval
T = 1;
fkali = [1 1.05 1 1.0028 1.0633 1.1013 1.0812 1.158 1.22 1.248 1.253
1.197 1.229 1.278 1.265 1.258 1.247 1.295 1.349 1.331 1.293 1.205 1.145
1.095];% dari mat6

%% extended matrixes for Pload objective funct.

```

```

Pcolumn = bus(:,3);
LoadBus = find(Pcolumn); % bus loadbus yang nggak nol
nloadbus = length (LoadBus); % jumlah loadbus yang gak nol

% matriks A
A;
zeromat = zeros((nb+nl),(nloadbus)); % nambahin matriks nol buat
nambah obj function load shedding
for i = 1:nloadbus; % nilai 1 di matriks tambahan obj function
load shedding
    zeromat(LoadBus(i),i) = 1;
end

A = [A zeromat];
AAA = A;

% Matriks A1
A1;
zeromat1 = zeros((nb+nl),(nloadbus)); % nambahin matriks nol buat
nambah obj function load shedding
for i = 1:nloadbus; % nilai 1 di matriks tambahan obj function
load shedding
    zeromat1(LoadBus(i),i) = 1;
end

A1 = [A1 zeromat1];
AAA = A1;
A1 = AAA;
A1 = full(A1);

% matriks H
HH;
zeromatH = zeros((nb+ng),nloadbus); %nambahin matriks nol untuk
kolom
HH = [HH zeromatH];

```

```

zeromatHH = zeros(nloadbus,(nb+ng+nloadbus)); %nambahin matriks
nol untuk kolom
HH = [HH;zeromatHH];
HHH = HH;

% matriks G
CC;
addCC = -3*10^8*ones(nloadbus,1) ;
% addCC = zeros(nloadbus,1) ;
CC = [CC;addCC] ;
CCC = CC;

% xmin
xmin;
addxmin = zeros(nloadbus,1) ;
xmin = [xmin;addxmin] ;
xminnn = xmin ;

% xmax
xmax ;
y = T-1;
xmaxxxx = xmax;

for i = 1:y;
    i;
    addmax = Pcolumn(LoadBus) * fkali(i)/baseMVA;
    xmax = [xmax;addmax];
    xmax = [xmax;xmaxxxx];
end
y = y+1;
addmaxx = Pcolumn (LoadBus)*fkali(y)/baseMVA;
xmax = [xmax;addmaxx];

% lb
l;
l(LoadBus) = 0;

```



```

l(1:nb) = 0;
lll = l;

% ub
u;
u(LoadBus) = 0;
u(1:nb) = 0;
uuu = u;

HHHH = HH;
CCCC = CC;
AAAA = A;
lll = l;
uuuu = u;
xminnnn = xmin;
xmaxxxx = xmax;
x0000 = x0;

%% Expand matrixes due to contingencies
HHHH = blkdiag(HH, HH);
CCCC = [CC; CC];
AA = blkdiag(A, A1);
lll = [l; l];
uuu = [u; u];
xminn = [xmin; xmin];
xmaxx = [xmax; xmax];
x00 = [x0; x0];

HH = HHHH;
CC = CCCC;
A = AA;
l = lll;
u = uuu;
lll = l;
uuuu = u;
xmin = xminn;

```

```

xmax = xmaxx;
x0 = x00;

%% expand matrixes due to additional considered time
for i = 1:T-1;
    HH = blkdiag(HH,HHHH);
    CC = [CC; CCCC];
    A = blkdiag(A,AA);
    llll(igen) = fkali(i+1)*lll(igen);
    uuuu(igen) = fkali(i+1)*uuu(igen);
    l = [1;llll];
    u = [u;uuuu];
    xmin = [xmin;xminn];
    xmax = [xmax;xmaxx];
    x0 = [x0;x00];
end

A = full(A);
HH = full(HH);
CC = CC;
l = l;
u = u;
xmax = xmax;
xmin = xmin;

%% Expand A matrixes due to ramp rate constraint(casesul)
add01 = zeros(ng*(T-1), length(A(1,:)));
ramprate = gen(:, RAMP_10)/(baseMVA)*1;

for j=1:T;
    for i=1:ng;
        add01((j-1)*ng + i, (j*(nb+ng+nloadbus)) + nb + i) = 1;
        add01((j-1)*ng + i, ((j-1)*(nb+ng+nloadbus)*2) + nb + i) = -1;
    end
    l = [1; -ramprate];
    u = [u; ramprate];
end

```

```

end

A = [A;add01];

%% ----- run opf -----
[x, f, info, output, lambda] = qps_matpower(HH, CC, A, l, u, xmin, xmax,
x0, opt);
success = (info == 1);
info
f
x;

%% extract data
All = [];
Pdemand = [];
Allxmin = [];
Allxmax = [];

for i = 1:T
% All = [All x(((i-1)*(nb+ng+nloadbus))+1:((i-
1)*(nb+ng+nloadbus))+nb+ng+nloadbus))]; % x per jam 1k
All = [All x(((i-1)*(nb+ng+nloadbus))+1:2*(((i-
1)*(nb+ng+nloadbus))+nb+ng+nloadbus)))]]; % x per jam
Pdemand = [Pdemand bus(iloat, PD)*fkali(i)]; % Ploadbus sebelum di
shedding, aktual mw
end

% Pdemand = Pdemand*10^3 ; % Pdemand, aktual kW
% teta = All (1:nb,:); % sudut tegangan perjam (p.u)
% Pgen = All(nb+1:nb+ng,:)*100*1000; % Pgenerator per jam,
aktual kW
% Pgen_mw = All(nb+1:nb+ng,:)*100; % Pgenerator per jam,
aktual MW

```

```

% Pload = All(nb+ng+1:nb+ng+nloadbus,:)*10^5 ; % P di bus load
setelah shedding per jam, aktual kW
% Pshed = Pdemand-Pload          % P yang di shedding, aktual
kW

% Teta
teta_n = All (1:nb,:);          % sudut tegangan perjam (p.u)
teta_k = All (nb+ng+nloadbus+1:nb+ng+nloadbus+nb,:);
teta = [teta_n teta_k];

% Generator
Pgen_n = All (nb+1:nb+ng,:)*100*1000;      % Pgenerator per jam,
aktual kW
Pgen_k = All (nb+ng+nloadbus+nb+1:nb+ng+nloadbus+nb+ng,:)*100*1000;
Pgen = [Pgen_n Pgen_k];
Pgenmw_n = All (nb+1:nb+ng,:)*100;        % Pgenerator per jam,
aktual MW
Tpgenn = sum(Pgenmw_n);
Pgenmw_k = All (nb+ng+nloadbus+nb+1:nb+ng+nloadbus+nb+ng,:)*100;
Tpgenk = sum(Pgenmw_k);
Pgensel = Pgenmw_n-Pgenmw_k;
Pgen_mw = [Pgenmw_n Pgenmw_k Pgensel];

% Load and demand (kW)
Pdemand = Pdemand*10^3;          % Pdemand, aktual kW
Ptotaldemand = [Pdemand Pdemand];
Pload_n = All(nb+ng+1:nb+ng+nloadbus,:)*10^5 ; % P di bus load
setelah shedding per jam, aktual kW
Tploadn = sum(Pload_n);
Pload_k = All(nb+ng+nloadbus+nb+ng+1:nb+ng+nloadbus+nb+ng+nloadbus,:)*1
0^5 ;
Tploadk = sum(Pload_k);
Pload = [Pload_n Pload_k];

```

```

% Pshed
Plos_n = (Pdemand-Pload_n);           % P yang di shedding, aktual
kW
Plos_k = (Pdemand-Pload_k);
Plosh = Ptotaldemand-Pload;
Ploshe = sum(Plosh);
Pls_n = sum(Plos_n);                   % P shedding dijumlah
Pls_k = sum(Plos_k);
Ploshe = sum(Pls_n)+sum(Pls_k);       % Total Pshedding normal
dan kontingensi

% Tpgenn
% Tpgenk
% Tploadn
% Tploadk
% Pload
% Plos_n
% Plos_k
Pls_n
Pls_k
% Pgen_mw
% Ploshe
% matriksH = full(HH);
% matriksC = CC;
% A = full(A);

%% Kapasitas saluran
frombus = branch (:,1);
tobus = branch (:,2);
xline = branch (:,4);

for i = 1:T
    for j = 1:nl
        Ptrans_n(j,i)= (teta_n(frombus(j),i)-teta_n(tobus(j),i))/xline(j);
        Ptrans_k(j,i)= (teta_k(frombus(j),i)-teta_k(tobus(j),i))/xline(j);

```

```

    end
end
Ptrans_n = Ptrans_n*100; %Ptrans aktual, MW
Ptrans_k = Ptrans_k*100; %Ptrans aktual, MW

Ptrans =[Ptrans_n Ptrans_k];

% %% Generator Cost
a_c = mpc.gencost(:,5);
b_c = mpc.gencost(:,6);
c_c = mpc.gencost(:,7);

for i = 1:T
    for j = 1:ng
        Cost_n(j,i)= a_c(j)*Pgenmw_n(j,i)^2+b_c(j)*Pgenmw_n(j,i);
        Cost_k(j,i)= a_c(j)*Pgenmw_k(j,i)^2+b_c(j)*Pgenmw_k(j,i);
    end
end

Cost_n = sum(Cost_n);
Cost_k = sum(Cost_k);
Totalgencost = sum(Cost_n+Cost_k)

% Output
Pload_n1 = All(nb+ng+1:nb+ng+nloadbus,:); % P di bus load setelah
shedding per jam, aktual MW
Pload_k1 =
All(nb+ng+nloadbus+nb+ng+1:nb+ng+nloadbus+nb+ng+nloadbus,:);
fln = sum(-3*10^8*Pload_n1);
flk = sum(-3*10^8*Pload_k1);
fload = (fln+flk);
Pd = (Pdemand./10^5)*(3*10^8);
Pdemand = sum(Pd);
fsn = Pdemand+fln;
fsk = Pdemand+flk;
fshed = fsn+fsk;

```

```

fln
flk
fload
fsn
fsk
f
save ('output.mat')

%% ----- calculate return values -----
if ~any(isnan(x))
    %% update solution data
    Va = x(vv.i1.Va:vv.iN.Va);
    Pg = x(vv.i1.Pg:vv.iN.Pg);
    f = f + C0;

    %% update voltages & generator outputs
    bus(:, VM) = ones(nb, 1);
    bus(:, VA) = Va * 180/pi;
    gen(:, PG) = Pg * baseMVA;

    %% compute branch flows
    branch(:, [QF, QT]) = zeros(nl, 2);
    branch(:, PF) = (Bf * Va + Pfinj) * baseMVA;
    branch(:, PT) = -branch(:, PF);
end

%% package up results
mu_l = lambda.mu_l;
mu_u = lambda.mu_u;
muLB = lambda.lower;
muUB = lambda.upper;

%% update Lagrange multipliers
il = find(branch(:, RATE_A) ~= 0 & branch(:, RATE_A) < 1e10);
bus(:, [LAM_P, LAM_Q, MU_VMIN, MU_VMAX]) = zeros(nb, 4);

```

```

gen(:, [MU_PMIN, MU_PMAX, MU_QMIN, MU_QMAX]) =
zeros(size(gen, 1), 4);
branch(:, [MU_SF, MU_ST]) = zeros(nl, 2);
bus(:, LAM_P) = (mu_u(ll.i1.Pmis:ll.iN.Pmis) -
mu_l(ll.i1.Pmis:ll.iN.Pmis)) / baseMVA;
branch(il, MU_SF) = mu_u(ll.i1.Pf:ll.iN.Pf) / baseMVA;
branch(il, MU_ST) = mu_l(ll.i1.Pf:ll.iN.Pf) / baseMVA;
gen(:, MU_PMIN) = muLB(vv.i1.Pg:vv.iN.Pg) / baseMVA;
gen(:, MU_PMAX) = muUB(vv.i1.Pg:vv.iN.Pg) / baseMVA;
pimul = [
mu_l - mu_u;
-ones(ny>0, 1); %% dummy entry corresponding to linear cost row in
A (in MINOS)
muLB - muUB
];

mu = struct( ...
'var', struct('l', muLB, 'u', muUB), ...
'lin', struct('l', mu_l, 'u', mu_u) );

results = mpc;
[results.bus, results.branch, results.gen, ...
results.om, results.x, results.mu, results.f] = ...
deal(bus, branch, gen, om, x, mu, f);

raw = struct('xr', x, 'pimul', pimul, 'info', info, 'output', output);

```


RIWAYAT HIDUP PENULIS



Yusiharfian Melandi Pramadinata lahir di Pekalongan pada tanggal 21 Mei 1997. Penulis menyelesaikan pendidikan formal di SD N Purwodadi pada tahun 2009, SMP N 1 Sragi pada tahun 2012, dan SMA N 1 Pekalongan pada tahun 2015. Kemudian melanjutkan studi S1 Teknik Elektro di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya (ITS) pada tahun 2015. Bidang studi yang diambil penulis adalah Teknik Sistem Tenaga. Dalam bidang kemahasiswaan, salah satunya berpartisipasi dalam event Gerigi sebagai mentor pada tahun 2017. Penulis dapat dihubungi melalui alamat email : yusiharfian85@gmail.com.