



DEREGULASI DAN RESTRUKTURISASI

INDUSTRI KETENAGALISTRIKAN

Dr. Ir. Syarifuddin Nojeng, M.T.

Dr. Ir. H. Arif Jaya, M.T.

Ir. Syamsir, M.T.

Deregulasi dan Restrukturisasi Industri Ketenagalistrikan

Karya : Syarifuddin Nojeng, Arif Jaya, Syamsir

- Makassar : © 2017

Layout : Nas Media Creative

Desain Cover : Nas Media Creative

Copyright © Syarifuddin Nojeng Dkk 2017

Hak cipta ada pada Penerbit Nas Media Pustaka

All rights reserved

Cetakan Pertama, Oktober 2017



**Diterbitkan oleh Penerbit Nas Media Pustaka
(CV Nas Media Pustaka)**

Jl. Batua Raya No. 550 Makassar - 90233

Telp. 0811-43222-71 / 0853-6363-5252

E-mail : nasmediapustaka@gmail.com

Website : www.nasmediapustaka.co.id

Perpustakaan Nasional: Katalog Dalam Terbitan (KDT)

Syarifuddin Nojeng, Dkk

**Deregulasi dan Restrukturisasi Industri Ketenagalistrikan/Syarifuddin
Nojeng Dkk, -cet. I -Makassar: Nas Media Pustaka, 2017.**

xvi + 104 hlm; 15 x 23 cm

ISBN 978-602-50412-2-8

I. Judul

II.Syarifuddin Nojeng

III. Deregulasi dan Restrukturisasi Industri Ketenagalistrikan

Seluruh dan Sebagian isi di luar...

CHAPTER 1

DEREGULASI SISTEM KETENAGALISTRIKAN

Gambaran Umum Deregulasi dan Restrukturisasi

1.1. Definisi dan Manfaat Deregulasi

Deregulasi listrik adalah proses perubahan peraturan dan peraturan yang mengendalikan industri listrik untuk menyediakan pelanggan pilihan terhadap pemasok listrik baik pengecer maupun pedagang yang memungkinkan kompetisi. Deregulasi meningkatkan efisiensi secara ekonomi termasuk produksi dan penggunaan listrik. Dengan persaingan di bidang industri peneydian tenaga listrik, harga listrik cenderung turun yang pada akhirnya menguntungkan konsumen.

Tujuan utama deregulasi pasar energi listrik :

- Menyediakan eneergi listrik dengan harga layak
- Mendorong persaingan dalam pembangkitan dan pasokan listrik.
- Meningkatkan kesinambungan pasokan dan kualitas layanan.
- Meningkatkan efisiensi dan ekonomi sistem tenaga.

Konsep penting deregulasi:

- Kompetisi: Kompetisi berada pada dua kekuatan deregulasi industri: Grosir (pembangkit) dan ritel (distribusi).
- Deregulasi: Mengubah aturan yang mengatur industri pasar tenaga listrik. Struktur baru ini memperkenalkan kompetisi ke dalam pasar dengan mengatur beberapa perusahaan besar.
- Akses Terbuka: Dalam deregulasi sistem tenaga, Independent Power Producers (IPP) diizinkan untuk mengirim daya dengan menggunakan utilitas sistem transmisi dan distribusi.

Manfaat yang terkait dengan deregulasi adalah:

- Kapasitas sistem akan digunakan secara efisien.
- Optimalisasi pasokan energi akan berlangsung.
- Harga listrik akan menjadi lebih transparan dan akuntabel.
- Meningkatkan pilihan konsumen dalam penyediaan listrik
- Memperbaiki teknologi dalam penyaluran daya listrik
- Harga listrik kompetitif.
- Efisiensi penggunaan ditingkatkan karena adanya restrukturisasi harga.
- Aliran daya akan terjadi dari daerah surplus ke daerah yang defisit energi.
- Biaya layanan tambahan dikurangi dengan pembagian cadangan (ancillary services).

1.2. Restrukturisasi Industri Ketenagalistrikan

Restrukturisasi industri penyediaan energi elektrik telah banyak mengubah banyak aspek pada industri ketenagalistrikan di seluruh dunia, terutama berkaitan dengan penetapan biaya atau tarif energi elektrik. Di Amerika yakni ; US Federal Energy Regulatory Commission (FERC) menyatakan bahwa, industri elektrik selama ini mengalami monopoli, dimana pengendali penyaluran harus mampu menyediakan semua fasilitas transmisi. Dalam restrukturisasi sistem daya, bisnis ketenalistrikan dibagi dalam tiga komponen yang terpisah (unbundling), yaitu: aspek pembangkitan, penyaluran dan distribusi.

Unbundling merupakan pemisahan struktural dan fungsional dari bisnis produksi listrik dan memasok ke dalam pasar kompetitif (pembangkit dan distribusi) Selain itu, unbundling menyiratkan pemisahan akuntansi, korporatisasi mengacu pada komersialisasi formal entitas yang tidak terikat atau penggabungan sebagai komersial bisnis di bawah Undang-Undang Perusahaan. Pada dasarnya, mandat keputusan operasional korporatisasi secara rasional ekonomi dapat berlawanan dengan keputusan bermotif politik. Meski logika reformasi dari sektor publik dalam proses market driven akan menyiratkan bahwa korporatisasi akan mengikuti prinsip unbundling.

Struktur perusahaan transmisi dan distribusi pada mulanya bersifat monopoli, kemudian mengalami perubahan yang memerlukan

peraturan hingga kepada persaingan yang adil, terbuka, tidak diskriminasi bagi semua akses pengguna rangkaian. Oleh itu, perlu satu metode yang sesuai dalam menetapkan biaya transmisi berdasarkan aliran daya sebenarnya yang bersesuaian dengan sumber energi pembangkit dan karakteristik beban. Dengan demikian, biaya yang dibebankan pada setiap penggunaan transmisi dalam industri daya elektrik dapat dikenakan dengan biaya yang memuaskan dan menguntungkan kepada semua pengguna saluran. Khususnya dalam menentukan biaya fasilitas transmisi dari pembangkit ke pelanggan industri besar dan pengguna lain. Oleh itu, ketetapan biaya transmisi harus mampu menjamin kehandalan dan keamanan operasi sistem daya dan juga perlu mempertimbangkan biaya pemasangan, operasi dari rangkaian distribusi.

Masalah utama dalam penentuan biaya transmisi adalah belum dipertimbangkan jenis pembangkit yang ada dan kualitas daya, terutama pengaruh perubahan faktor daya dalam penentuan biaya transmisi. Padahal kualitas daya pada beban dapat mempengaruhi kemampuan penyaluran daya pada saluran. Perubahan faktor daya yang terutama disebabkan oleh penggunaan beban reaktif dalam industri. Dengan demikian, beban yang mempunyai faktor daya yang rendah (kurang pada rujukan) dapat dikenakan tambahan biaya penalti.

Beberapa perusahaan listrik seperti yang dilaporkan telah mengenakan biaya tambahan kepada pengguna (pelanggan) bilamana mempunyai faktor daya yang rendah. Seperti di Amerika Serikat, pengguna di USA dikenakan bayaran penalti apabila mempunyai faktor daya dibawah rujukan ($\cos \phi < 0.95$). Sementara, utilitas elektrik di Australia, NEMCO (National Electricity Market Management Company) telah menetapkan kepada semua operator pembangkit tenaga listrik menetapkan faktor daya dengan range 0.9 (lagging) sampai 0.93 (leading). Norwegia, Swedia dan Denmark pun telah menetapkan faktor daya antara 0.92 lagging hingga 0.98 leading. Taiwan Power Company telah menetapkan faktor daya rujukan sebanyak 0.8. Sementara, Perusahaan Listrik Negara (PLN) di Indonesia, juga mengenakan biaya tambahan kepada pelanggan apabila pelanggan mempunyai faktor daya yang kurang pada rujukan. Jumlah biaya yang dibayar oleh pengguna bergantung pada besar daya

reaktif yang digunakan apabila mempunyai faktor daya dibawah ketentuan yang diset oleh PLN (ketententuan dengan hasil kerajaan). Beberapa metode telah diperkenalkan guna menentukan penggunaan fasilitas transmisi berdasarkan aliran daya aktif (MW) dan daya reaktif (MVA) agar dapat diperoleh biaya yang sesuai dengan penggunaan fasilitas saluran. Namun, metode-metode tersebut belum memberikan biaya yang memuaskan pada semua pengguna rangkaian.

Pada sistem pasar energi elektrik yang kompetitif, kebanyakan kasus dengan sistem pool terpusat adalah dikendalikan. Skim biaya transmisi daya elektrik telah diperkenalkan guna memenuhi permintaan dari pemasok energi (power plant) agar bersaing dengan permintaan dari pelanggan (beban). Sebagai salah satu alternatif metode biaya transmisi, metode MW-Mile mempunyai kelebihan karena mampu mencakup penggunaan secara sebenar rangkaian oleh pengguna.

Metode MVA-Mile kemudian dikembangkan sebagai metode penentuan biaya transmisi yang dianggap memenuhi keperluan penggunaan rangkaian oleh pengguna dengan suntikan daya aktif dan reaktif yang digunakan. Walaupun metode MVA - Mile dapat membedakan banyaknya aliran daya aktif dan reaktif, Metode ini tidak dapat mempertimbangkan semua perubahan daya reaktif yang dikirim oleh pembangkitan dapat memenuhi permintaan pelanggan. Dalam kasus pembangkit yang memasok daya nyata dan menarik daya reaktif, metode MVA - Mile gagal bagi membedakan penggunaan rangkaian yang sama, sehingga biaya rangkaian tidak memuaskan semua pengguna. Metode MW MVar – Mile, telah diperkenalkan dengan memisahkan komponen daya aktif dan daya reaktif. Prinsip metode telah ditunjukkan pada dua sistem busbar dan diuji melalui perbandingan metode MW - Mile dengan MVA - Mile. Metode-metode tersebut diatas hanya dapat memberikan biaya penalti ketika pengguna beban mempunyai faktor daya rendah.

Permasalahan utama dalam deregulasi sistem daya adalah bagaimana menentukan biaya fasilitas penyaluran yang berdasarkan aliran daya yang sebenarnya, dengan mempertimbangkan perubahan faktor daya beban. Hal ini penting karena faktor daya yang buruk dapat menurunkan kemampuan hantaran saluran daya elektrik. Berdasarkan fobiaya kajian yang berkaitan dengan metode biaya

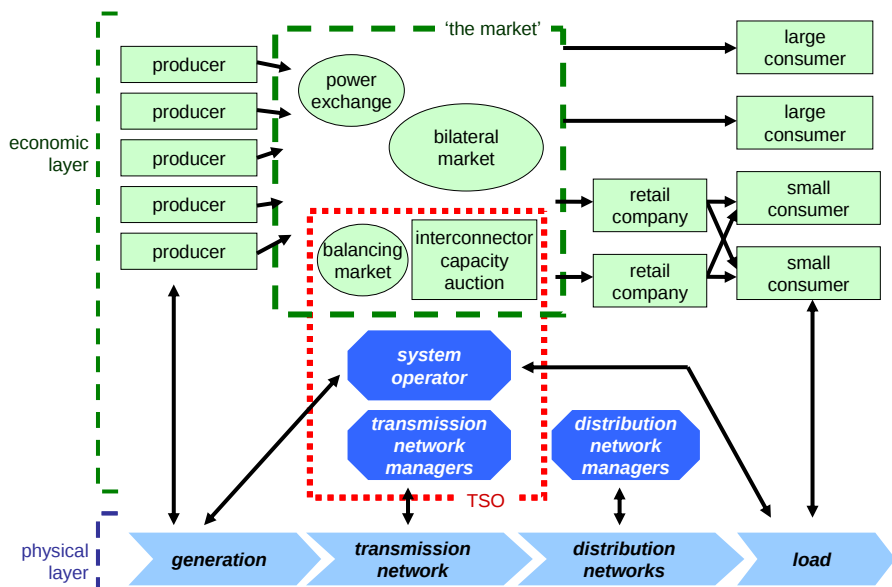
transmisi, kajian tentang dampak faktor daya dalam penentuan biaya belum banyak dibahas. Beberapa makalah telah dilakukan dengan mempertimbangkan faktor daya dengan menggunakan parameter daya reaktif, tetapi metode ini hanya mempertimbangkan faktor daya mundur (lagging) terhadap rujukan. Metode MW-Mile adalah sebuah skim utama karena mempertimbangkan keadaan sistem dengan menggunakan aliran daya yang sebenar. Metode ini digunakan untuk menentukan biaya transmisi ke setiap transaksi pengguna berdasarkan pembagian penggunaan pengguna saluran. Biaya transmisi yang dikenakan pada setiap pengguna berdasarkan bilangan daya (MW) dan jarak saluran transmisi yang digunakan. Metode ini lebih mewakili penggunaan transmisi dan agak rumit karena setiap perubahan dalam lintasan saluran memerlukan perhitungan arus dalam semua saluran. Walaupun metode ini telah mempertimbangkan aliran daya dan jarak, akan tetapi ternyata masih menunjukkan ketidakadilan dalam penentuan fasilitas transmisi kepada pengguna. Khususnya dalam mempertimbangkan pengaruh faktor daya beban dalam menentukan kontribusi biaya transmisi. Oleh itu, diperlukan suatu perbaikan dalam menentukan metode biaya transmisi yang dapat memberikan biaya tambahan berupa dis-insentif atau insentif bagi semua pengguna dengan nilai faktor daya.

CHAPTER 2

MODEL INDUSTRI PENYEDIAAN ENERGI LISTRIK

2.1. Era Deregulasi Sistem Tenaga.

Rekturisasi dan deregulasi pasar tenaga elektrik telah banyak dilakukan di banyak negara dengan pemisahan komponen komponen sistem daya pada masing masing sektor yaitu pembangkitan, transmisi dan distribusi [16-19]. Gelombang rekturisasi semula ini dipelopori Chile (1986) dan Inggeris (1990). Rekturisasi semula yang dilakukan oleh Inggeris bertujuan bagi memperoleh sumber dana baru melalui program privatisasi, memperkenalkan adanya komptisi dalam indsutri kelistrikan, dan dapat memberikan rasa adil bagi semua pengguna elektrik [20]. Adapun langkah-langkah yang telah ditempuh oleh Inggeris dalam penyusunan semula elektrik tersebut adalah: (a) Melakukan unbundling fungsi-fungsi pembangkitan, transmisi dan pengdistribusi, (b) Mewujudkan pasaran elektrik kompetitif dengan Pool (c). Persaingan pada sisi retail dilakukan Sistem merit setiap komponen sistem misalnya transmisi, pendistribusian, unit pengatur tegangan dan manajemen sistem seperti hanya unit pembangkitan. Masing-masing komponen sistem dikelola secara bisnis yang mempunyai manajemen tersendiri yang juga memerlukan persaingan dan melibatkan peserta pasaran dalam sistem daya yang telah terderegulasi (Gambar 2.1). Oleh karena itu, dalam sistem pasar daya elektrik yang modern dewasa ini, biaya elektrik sangat bergantung keadaan keseimbangan pasokan daya elektrik dan permintaan daya bagi pelanggan. Biaya energi elektrik kemudian dihitung dengan mempertimbangkan bagaimana daya listrik dikirim dari sumber ke pelanggan.

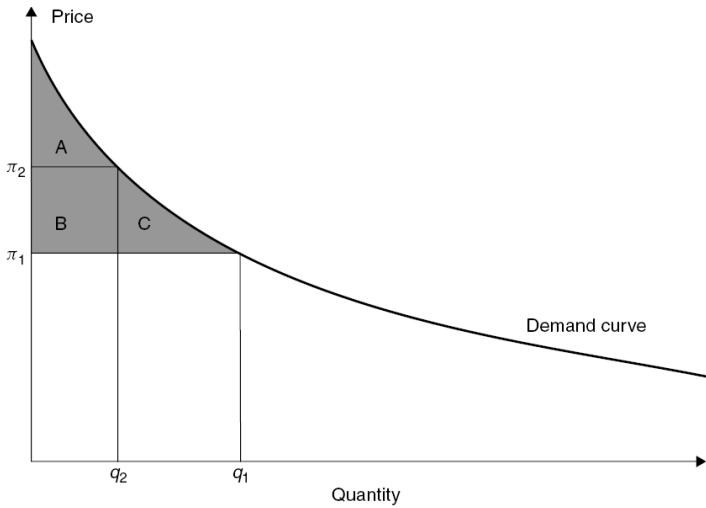


Gambar.2.1. Model deregulasi pasar energi elektrik (De Vries, 2012)

Model deregulasi pasar energi elektrik menurut De Vries, 2012 (Gambar 2.1), yang dikelompokkan menjadi dua bagian utama yaitu secara fisik berupa kemudahan mulai dari daya dibangkitkan hingga ke beban. Sedangkan bagian kedua merupakan pendukung yang berkaitan masalah finansial (ekonomi) yang menetapkan model pasar energi listrik.

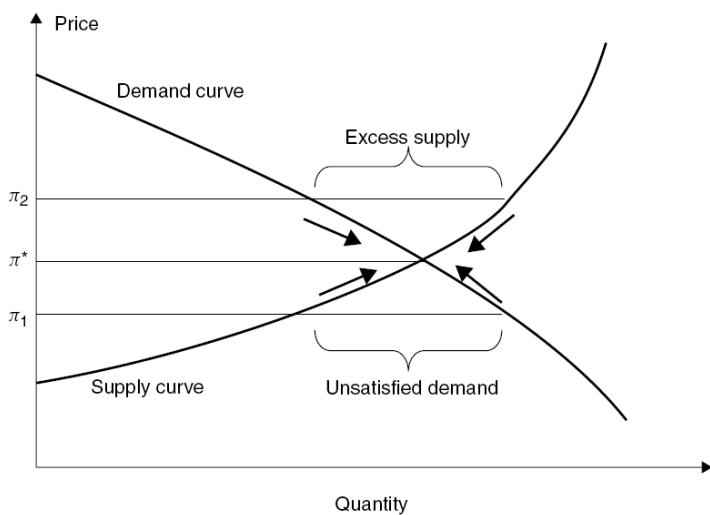
2.2. Model pasar energi elektrik

Sesuai hukum yang berlaku dalam ekonomi pasar komoditi sebuah produk (contohnya: elektrik, minyak dll), maka biaya ditentukan antara persediaan dan permintaan komoditi tersebut [22]. Sekiranya persediaan barang terbatas, maka berdasarkan persaingan pasar dalam sistem pasar bebas maka biaya akan cenderung meningkat. Sebaliknya bilamana permintaan daya menurun maka biaya akan ikut menurun pula (Gambar 2.2).



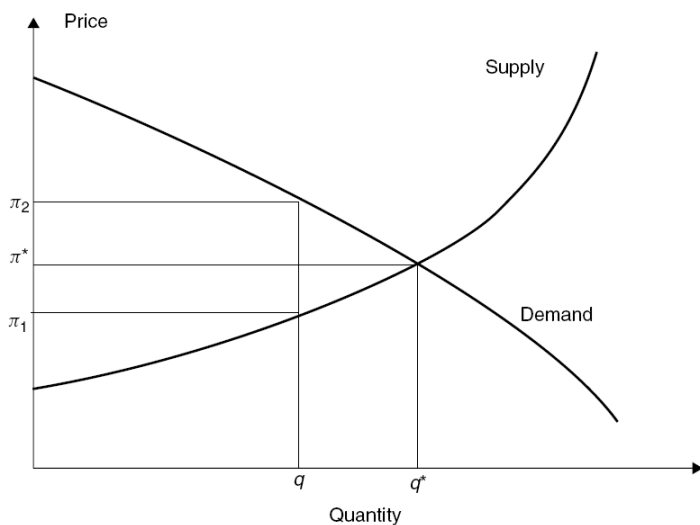
Gambar.2.2. Kurva hubungan antara permintaan dan harga listrik.

Dalam rektururisasi terdapat ketentuan yang mengatur setiap pelaku industri elektrik hingga ke semua pihak harus memperoleh manfaat. Produsen energi elektrik dapat memperoleh peluang investasi dalam jangka panjang, sementara pemilik transmisi mendapatkan biaya untuk merawat fasilitas transmisi yang handal sedangkan pelanggan memperoleh biaya elektrik yang kompetitif dan memuaskan. Oleh itu, diperlukan tatacara dan sistem pendukung agar diperoleh biaya elektrik berdasarkan biaya yang optimum dan kompetitif dan adil kepada semua peserta industri penyediaan daya. (Gambar 2.3).



Gambar.2.3. Kurva keseimbangan pasar.

Pada Gambar 2.4. menunjukkan biaya elektrik sewaktu terdapat perubahan dalam pasar daya listrik dimana terdapat perubahan pasokan tegangan elektrik dan permintaan berlaku.

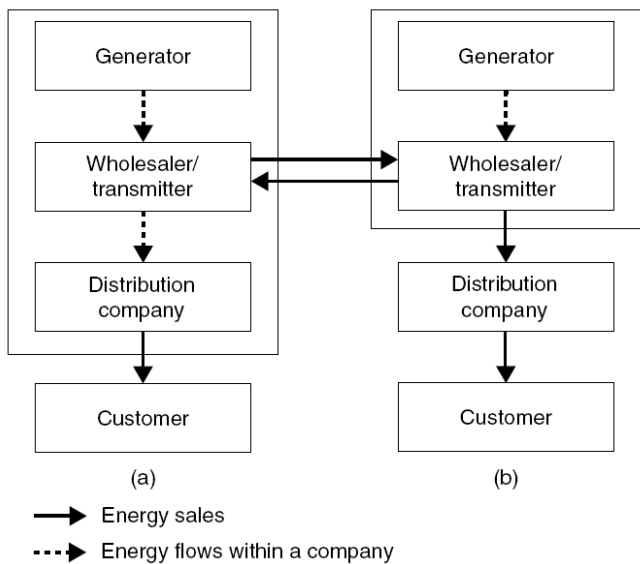


Gambar.2.4. Keseimbangan pasar listrik.

**Tabel.2.1. Struktur model pasaran daya elektrik
beberapa negara [23]**

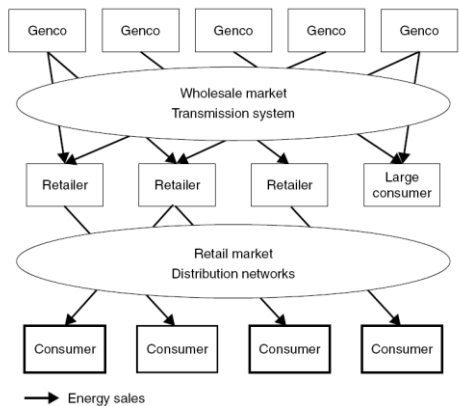
No	Utility	Struktur model pasar
1	New Zealand	Single buyer dengan retail kompetisi
2	Brazil	Kombinasi capacity market dengan single buyer model
3	China	vertically integrated monopoly, dengan sedikit keterlibatan pihak swasta
4	India	Vertically integrated monopoly dengan kompetisi pembangkit.
5	Indonesia	Vertically integrated monopoly dengan kompetisi pembangkit
6	Italia	Kompetisi penuh pembangkit dan retail.
7	Jepang	Vertically integrated monopoly dengan sedikit kompetisi pembangkit.
8	Malaysia	Vertically integrated monopoly dengan sedikit kompetisi pembangkit.
9	Mexico	Vertically integrated monopoly dengan sedikit kompetisi pembangkit.
10	Pakistan	Vertically integrate monopoly dengan beberapa kompetisi pembangkit.
11	Ontario (Canada)	Single buyer model
12	Vitnam	Vertically integrated monopoly dengan sedikit kompetisi pembangkit.
13	Korea	Vertically integrated utility tanpa single buyer model
14	Virginia (USA)	bukan single buyer model. Pasar dengan perdagangan bebas.

2.2.1. Model monopoli pasar.



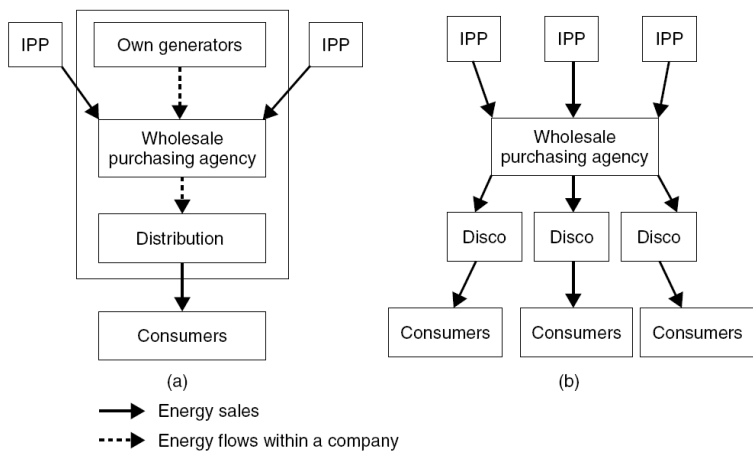
Gambar. 2.5. Model monopoly dari pasar kelistrikan (Berdasarkan Hunt and Shuttleworth) dengan submodel masing masing (a), utility digabungkan seluruhnya secara vertikal, sementara pada submodel (b), Pendistribusian dilaksanakan melalui satu atau lebih perusahaan yang terpisah [18].

2.2.2. Model kompetisi



Gambar.2.6. Model kompetisi retail pasar elektrik (dengan Hunt and Shuttleworth).

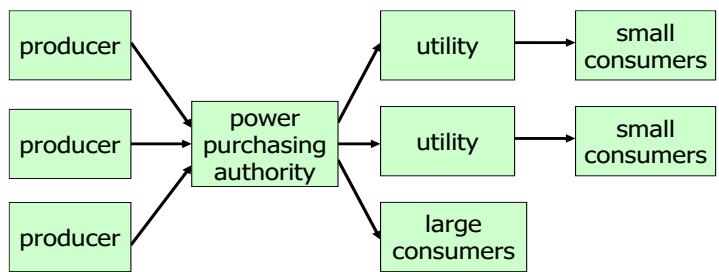
2.2.3. Model Agen pembelian



Gambar.2.7. Model Agen pembelian pasar elektrik (Hunt and Shuttleworth, 1996). (a) secara integrasi; (b) secara tidak terintegrasi.

2.2.4. Model Pembeli tunggal (single buyer)

Model ini bertujuan dalam meningkatkan investasi untuk memperoleh bagian dalam industri tenaga elektrik [24]. Pada model ini, hanya ada satu perusahaan yang membeli elektrik dari beberapa IPP (independent power producer) yang ada. IPP dikenal pula sebagai “Non Utility Generator” yang biasanya dimiliki oleh perusahaan swasta (publik). Pembelian daya elektrik dari generator / IPP dilakukan melalui perjanjian jual beli (Power Purchase Agreements). Model yang dibahas diatas sedemikian dapat dilihat pada Gambar 2.8.



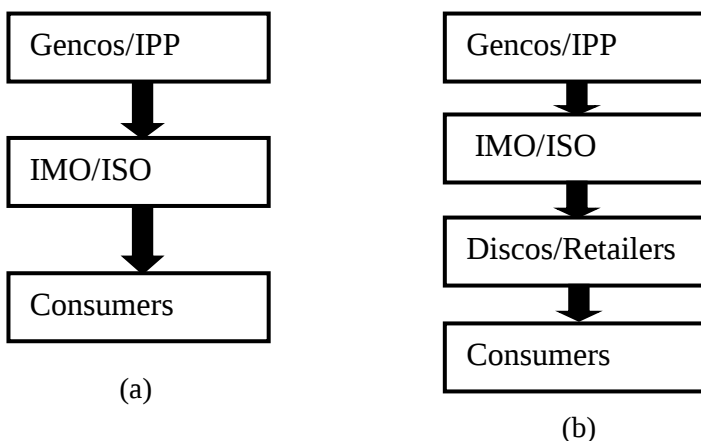
Gambar.2.8. Model Pembeli tunggal (single buyer)

Ciri dari model single buyer:

- Terdapat persaingan di sisi pembangkitan, semua pembangkit bersaing dan mendapatkan biaya pasaran.
- Hanya pembeli tunggal dapat membeli dari pembangkit.
- Memerlukan kontrak jangka panjang antara pembangkit dan pembeli tunggal.
- Risiko pasaran dan risiko perkembangan teknologi penyaluran daya ke pelanggan.
- Diperlukan peranan penting kerajaan bagi mewujudkan institusi dan peraturan bagi menghasilkan pasaran elektrik yang berkesan.

2.2.5. Model Pool

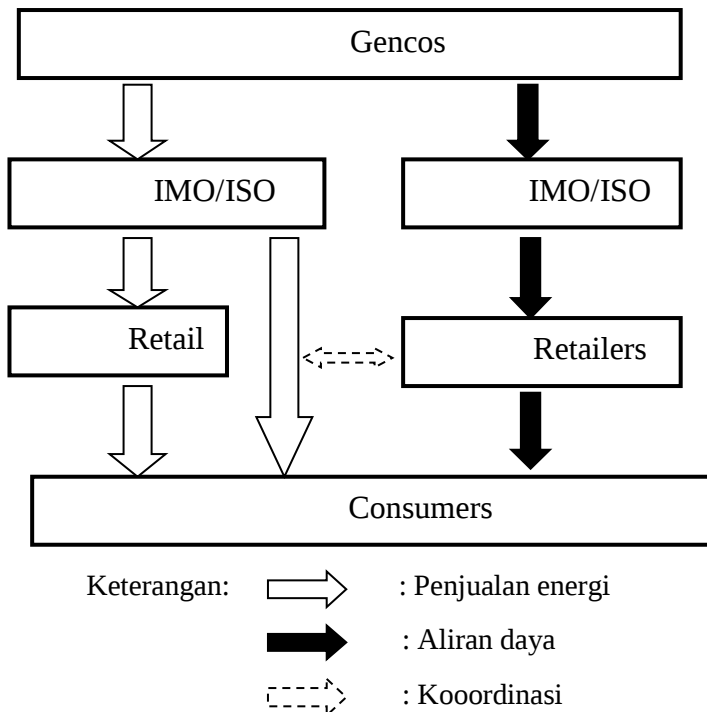
Dalam sistem pool, semua transaksi pembelian daya elektrik antara pembekal daya (Gencos / IPP) dengan pelanggan dalam sistem deregulasi dan dilakukan oleh suatu pengendali sistem yang disebut sebagai Independent Market Operator (IMO). Sementara sistem penyaluran daya didukung oleh semacam perusahaan; Independent Sistem Operator (ISO).



Gambar. 2.9. Menerangkan model transaksi pembelian daya elektrik dengan sistem pool. (a) Langsung antara IMO dengan pengguna. (b). Secara tidak langsung dengan perantaraan distribution company (Discos) ke pengguna.

2.2.6. Kombinasi Sistem pool dan bilateral

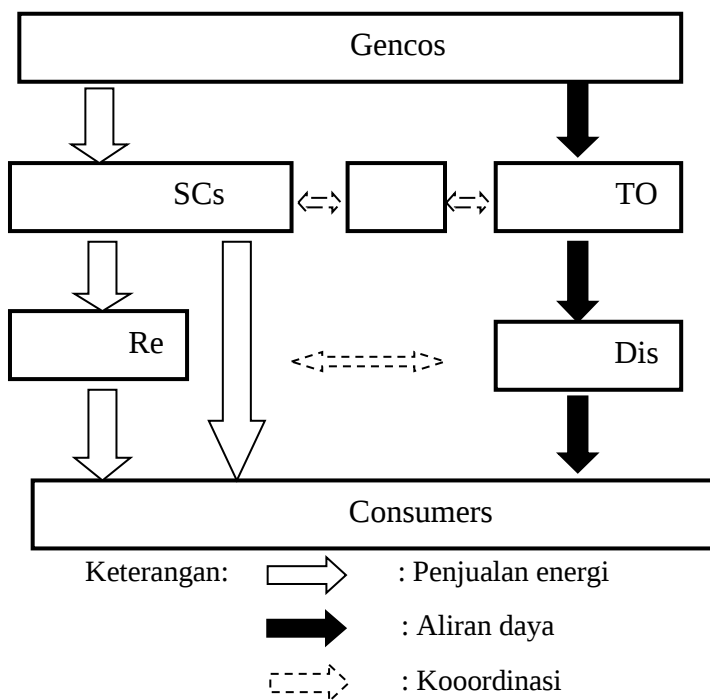
Sistem perdagangan energi listrik dengan model kombinasi digambarkan sebagai berikut [25]:



Gambar.2.10. Sistem transaksi daya dengan kombinasi pool dan bilateral.

2.2.7. Model Perdagangan Bilateral

Secara umum, model perdagangan bilateral terdapat satu kordinator penjadwalan (Schedul Coordinator) atau broker daya bersama dengan pelanggan mengadakan perjanjian [24]. Perbedaan sistem perdagangan bilateral dengan model pool adalah terletak pada strategi setiap pelaku transaksi yang dilakukan. Biasanya, dalam model ini terdapat koordinasi antar operator transmisi dengan broker yang disesuaikan melalui lembaga ISO.



Gambar.2.11. Sistem transaksi energi dengan model multilateral

CHAPTER 3

PENGALAMAN DEREGULASI DAN RESTRUKTURISASI BEBERAPA NEGARA DI DUNIA

3.1. PENGALAMAN NEGARA EROPA

Deregulasi Sistem tenaga listrik Inggris dan Wales sebagai pelopor di Eropa di mana privatisasi dan restrukturisasi melalui UU Listrik 1989. Norwegia menyusul dengan diterapkannya Undang-Undang Energi 1990. Selanjutnya mengikut negara-negara Skandinavia lainnya dan Finlandia pada tahun 1990-an. Sementara itu, Spanyol dan Belanda masing-masing juga membangun pasar yang kompetitif penuh pada tahun 1998 dan 1999. Jerman telah pula memperkenalkan Sistem akses eceran penuh, tetapi unsur-unsur tertentu sebelum pasar Jerman bersifat kompetitif adalah tetap sama. Disisi lain, Dewan Uni Eropa mengeluarkan Petunjuk Pasar Listrik tahun 1996 ((96/92 / EC) yang menetapkan tujuan untuk pembukaan bertahap dari pasar listrik untuk semua negara anggota.

Industri listrik di Inggris telah mengalami dua perubahan radikal: privatisasi hampir semua perusahaan listrik dan pengenalan kompetisi. Perubahan kepemilikan itu sendiri memiliki dampak besar pada industri, yang menghabiskan 40 tahun di sektor publik. Lebih penting lagi, seluruh industri telah secara fundamental mengalami restrukturisasi. Hal ini dilakukan dengan sejumlah tujuan dalam harapan, yaitu penciptaan pasar listrik yang kompetitif; kemandirian finansial dari Pemerintah; kepemilikan saham yang lebih luas; dan keterlibatan yang lebih besar bagi karyawan dalam keberhasilan masa depan perusahaan tempat mereka bekerja. Untuk memudahkan persaingan, sistem direstrukturisasi di UK meliputi pembangkit,

transmisi, distribusi dan pasokan di Inggris dan Wales , dan dalam sistem Irlandia Skotlandia utara.

Sebelum kompetisi diperkenalkan di UK , struktur listrik dari industri nasional di Inggris dan Wales didominasi oleh satu pembangkit dan transmisi perusahaan besar, Central Electricity Generating Board (CEGB), yang menjual listrik dalam jumlah besar untuk 12 papan distribusi wilayah, yang masing-masing disajikan area supply tertutup atau waralaba. Sebuah badan koordinasi, Dewan Listrik, berurusan dengan masalah kebijakan secara keseluruhan. Struktur ini dilihat sebagai monopoli pemerintah dikendalikan. Beberapa tahun sebelum tahun 1990, opini publik dan kekuatan politik mulai critising monopoli ini dikendalikan dan diundang untuk memprivatisasi industri listrik, termasuk privatisasi stasiun nuklir. Gerakan ini berakhir melalui UU Listrik pada tahun 1989, yang disebut transisi kepemilikan industri listrik dari pemerintah kepada investor swasta. Pada bulan April 1990, pemerintah memperkenalkan empat perubahan secara bersamaan: privatisasi, persaingan dalam generasi, persaingan dalam pasokan dan harga spot. Pusat Pembangkit Listrik Dewan rusak menjadi empat entitas: The pembangkit listrik dibagi antara dua generator fosil-dipecat besar, Tenaga Nasional dan PowerGen, dan generator milik pemerintah, Nuklir listrik. Kepemilikan dan pengoperasian sistem transmisi dipindahkan ke yang baru dibuat Nasional Grid Perusahaan (NGC), yang diberi kewenangan khusus untuk memfasilitasi persaingan di generasi dan pasokan listrik. NGC juga diberi tanggung jawab untuk mengelola penyelesaian keuangan menyusul perdagangan listrik di pasar yang kompetitif grosir melalui NGC Settlement Ltd Sementara itu, Inggris & Wales telah berpengalaman dengan dua pengaturan perdagangan listrik yang berbeda karena pada saat restrukturisasi. Pro dan kontra dari ini pengaturan perdagangan, yaitu Poolco.

Ide deregulasi dimulai pada tahun 1997, ketika ada evaluasi pengaturan Sistem Pool yang ditemukan tidak memuaskan, tidak kompetitif dan rentan terhadap manipulasi.

Di bawah NETA, energi listrik diperdagangkan melalui kontrak bilateral juga diperdagangkan pada Sistem pasar berjangka dan melalui pertukaran daya. Selain itu, NETA juga membantu NGC untuk memastikan permintaan pasokan terpenuhi setiap saat dan

mengidentifikasi semua pelaku baik yang surplus atau defisit energi listrik. Selama tahun pertama NETA beroperasi, dilaporkan bahwa pengaturan ini telah bernasib dalam tiga ukuran kinerja utama seperti likuiditas dan transparansi pasar grosir, perkembangan harga grosir dan eceran dan menyeimbangkan kinerja.

NETA saat ini hanya berlaku di Inggris dan Wales akan diganti dengan Perdagangan Inggris Listrik dan Pengatur Transmission yang telah dilaksanakan pada bulan April 2005. Skotlandia akan dimasukkan dalam pengaturan ini.

Dalam kontrak bilateral antara generator dan pelanggan harus diserahkan kepada operator system pada sisi pembangkit. Kontrak disampaikan di titik sambung terdekat membentuk Pemberitahuan Fisik Akhir (FPN), yang merupakan jumlah semua perdagangan bilateral antara pihak. Dalam transaksi ini, adalah tanggung jawab peserta pasar untuk memastikan transaksi mereka tidak menyebabkan masalah keamanan. Setiap transaksi yang menyebabkan masalah akan ditolak oleh SO. Namun, jika masalah keamanan terjadi setelah gerbang penutupan, SO akan mengamankan sistem menggunakan sumber daya BM. Biaya yang terjadi diperlakukan sebagai bagian dari TSUoS (Transmisi Penggunaan Sistem) biaya, yang termasuk dalam BSUoS (Balancing Jasa Penggunaan Sistem) biaya. Generator dan beban berbagi biaya ini pada 50-50 dasar. biaya tersebut kemudian dialokasikan untuk peserta pasar pada pro-rata, berdasarkan meteran mereka konsumsi dan dibangkitkan.

3.2. Pengalaman di Amerika

Di Amerika Serikat , undang-undang restrukturisasi telah diberlakukan di sekitar setengah negara-negara dengan California dan Pennsylvania-New Jersey- Maryland dalam memimpin. Namun, California krisis pada tahun 2000 dan 2001, yang akan dibahas kemudian telah melambat proses di AS . Negara-negara Barat lain yang telah merestrukturisasi industri pasokan listrik mereka diantaranya Selandia Baru , Australia dan beberapa provinsi Kanada .

Di Amerika Latin, Chili adalah menjadi pelopor pada awal tahun 1980 dengan pengembangan sistem yang kompetitif untuk

generator, yang dikirim berdasarkan harga marginal. Pada tahun 1992, Argentina melakukan pula privatisasi sektor listrik, dengan memperkenalkan pasar pembangkitan yang kompetitif. Reformasi serupa telah diperkenalkan di negara-negara lain di kawasan itu seperti Bolivia, Peru dan Kolombia.

Di Asia, Eropa Timur dan bekas Uni Soviet, restrukturisasi mulai dibahas dan di beberapa negara, misalnya Korea dan Malaysia, rencana untuk deregulasi yang ada. Bagian ini membahas pengalaman yang berbeda beberapa negara yang disebutkan di atas dalam restrukturisasi industri listrik mereka.

3.3. Pengalaman Negara Asia

Reformasi industri ketenagalistrikan di Negara Asia yang masuk dalam kelompok Negara Non-OECD Asia pada decade 1990-an. Berdasarkan lembaga International Energy Agency (IEA), negara yang masuk dalam kelompok Non-OECD adalah; Bangladesh, Bhutan, Brunei Darussalam (Brunei), Cambodia, China, Chinese Taipei (Taiwan), India, Indonesia, Laos, Korea Utara, Malaysia, Maldives, Mongolia, Myanmar, Nepal, Pakistan, Philippines, Singapore, Sri Lanka, Thailand, Vietnam (IEA, 2014).

Bangladesh telah terbuka terhadap IPP sejak 1996, dan saat ini sekitar sepertiga dari total kapasitas pembangkit berada di bawah operasi sektor swasta. IPP dalam beberapa tahun terakhir telah melambat, sebagian karena reorientasi lembaga keuangan multilateral menuju pembiayaan energi bersih, dan kurangnya minat investor. Myanmar, sebagai salah satu negara kaya gas, memberlakukan undang-undang investasi asing liberal pada tahun 2012, yang sejak saat itu menyebabkan sejumlah Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (PPA) dengan IPP ditandatanganinya apalagi Myanmar baru-baru ini masuk ke pasar dunia sejak adanya pelanggaran sanksi bagi Myanmar. Demikian pula Vietnam mulai pula membuka diri pada investasi swasta pada sektor ketenagalistrikannya melalui IPP di tahun 2000an, namun ketidakpastian dalam penyediaan devisa jaminan telah menghambat upaya pengembangan proyek sektor swasta.

Di Sri Lanka, IPP mulai diadopsi pada tahun 1992, dan pembangkit swasta telah berkembang untuk menyumbang lebih dari 40 persen permintaan listriknya. Lainnya dari gabungan fasilitas pembangkit listrik tenaga air kecil dan fosil. Namun, kurangnya sumber daya domestik untuk IPP di Sri Lanka, maka dilakukan peningkatan terhadap bahan bakar impor, dan berdampak pada biaya pasokan dan tarif listrik. Di Cina, juga sebuah negara dengan Sejarah awal IPP melalui investasi pembangkit swasta pada pertengahan 1980an. Produksi listrik dari IPP yang dijual ke satu pembeli di provinsi ke wilayah regional atau provinsi lain, dianggap cara yang paling tidak mengenakan untuk mengenalkan kompetisi. Struktur pasar listrik china dianggap ini tidak akan mengubah dasar struktur pasar daya yang terintegrasi secara vertikal. Salah satu faktor karena infrastruktur jaringan yang buruk, dimana masing-masing jaringan listrik provinsi / regional di negara tirai bambu ini umumnya masih merupakan 'pasar terisolasi'. Akibatnya kapasitas daya yang surplus tidak dapat disebar (melalui ekspor antar provinsi) ke daerah-daerah yang membutuhkan daya, membuat IPP sangat rentan terhadap fluktuasi regional dalam penawaran dan permintaan, dan ini telah menjadi faktor kunci yang mempengaruhi hasil investasi.

Seperti negara-negara Asia lainnya yang mengalami reformasi sektor ketenagalistrikan, Malaysia saat ini sedang menjalani reformasi industri pasokan listrik ke dalam pasar tenaga yang lebih transparan, efisien dan kompetitif. Proses reformasi digagas oleh pemerintah ketika industri pasokan listrik mulai diprivatisasi pada tahun 1990. Sebagai langkah pertama dalam menerapkan kebijakan privatisasi perusahaan oleh pemerintah melalui Dewan Listrik Nasional pada tahun 1990. Sebagai entitas Tenaga Nasional Berhad (TNB) dan kemudian diprivatisasi dan masuk bursa saham di Kuala Lumpur Stock Exchange, dengan Departemen Keuangan sebagai pemegang sekitar 70% dari saham yang dijual. Dewan Listrik Sabah diprivatisasi pada tahun 1998 menjadi Sabah Listrik Sdn. Bhd dengan TNB sebagai pemegang saham utama, sementara Pemerintah Negara bagian Sarawak melakukan divestasi 50% dari ekuitas ke sektor listrik di akhir 1990-an.

Table 1: Electricity Reforms in Non-OECD Asia, 2013

	<i>Independent Power Producers</i>	<i>Regulator</i>	<i>Unbundling</i>	<i>Corporatisation</i>	<i>Open/Third Party Access¹⁴</i>	<i>Distribution Privatisation</i>
<i>Bangladesh</i>	x	x	x	x		
<i>Bhutan</i>	x	x	x	x		
<i>Brunei</i>		x				x
<i>China</i>	x	x	x	x		
<i>India</i>	x	x	x	x	x	x
<i>Indonesia</i>	x		x	x	x	
<i>Laos</i>	x					
<i>Malaysia</i>	x	x	x	x		
<i>Maldives</i>	x	x		x		
<i>Myanmar</i>	x	x				
<i>Nepal</i>	x	x	x	x		
<i>Pakistan</i>	x	x	x	x		
<i>Philippines</i>	x	x	x	x	x	x
<i>Singapore</i>	x	x	x	x	x	x
<i>Sri Lanka</i>	x	x				
<i>Thailand</i>	x	x	x	x	x	
<i>Vietnam</i>	x	x	x	x		

(Sumber: Reforming Electricity Reforms? Empirical Evidence from Asian Economies, Februari 2016, Anupama Sen,dkk)

Sementara itu, produsen listrik independen (IPP) juga didorong untuk berinvestasi pada tahun 1992, atas dasar negosiasi langsung untuk memasok listrik tambahan untuk TNB untuk mengatasi kekurangan pasokan listrik. Semua IPP telah menandatangani Perjanjian Pembelian Listrik jangka panjang (PPA) dengan TNB.

Dengan total kapasitas pembangkit di Malaysia untuk 2009 sebesar 24088.8MW: 21.817 MW di Semenanjung Malaysia; 1237 MW di Sarawak, dan 1034,8 MW di Sabah sementara rec baru ord untuk kebutuhan listrik pada bulan Agustus 2009 adalah 14.245 MW (Semenanjung) dan diperkirakan akan meningkat lebih lanjut.

Sebelum privatisasi, tanggung jawab untuk perencanaan kebutuhan infrastruktur di sektor tenaga listrik di Semenanjung Malaysia dipercayakan kepada Dewan Listrik Nasional, dibawah pengawasan Departemen Inspektorat Listrik yang bertanggung jawab dan menjamin keamanan instalasi listrik dan peralatan.

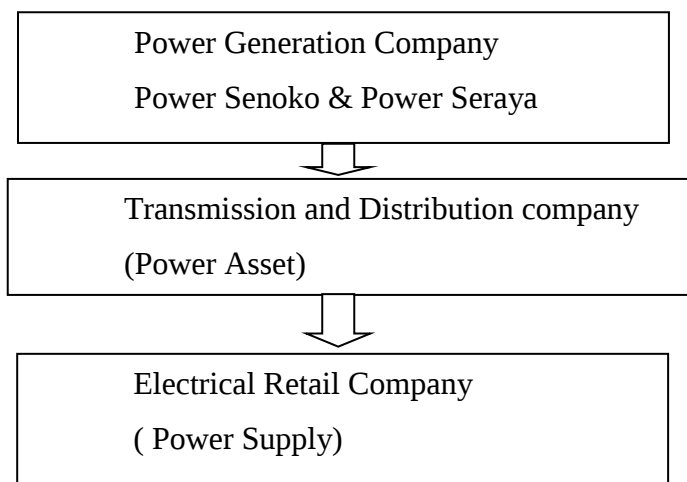
Namun sejak 1September 1997, skenario berubah dengan pembentukan TNB Generation Sdn. Bhd. Sebuah anak perusahaan

yang sepenuhnya dimiliki dari TNB. Perusahaan baru ini mengambil alih operasi dari semua pembangkit listrik TNB utama dan menjual listrik ke TNB melalui perjanjian pembelian listrik seperti IPP lainnya. Sementara itu, anak perusahaan dari TNB, TNB Transmisi Sdn. Bhd. Memiliki monopoli pada transmisi listrik di Semenanjung Malaysia. Demikian pula, SEB dan SESB memiliki monopoli pada transmisi di Sarawak dan Sabah masing-masing. Di sisi lain, monopoli TNB pada distribusi listrik telah dihapus. The Government telah mengeluarkan izin untuk 121 perusahaan yang diizinkan untuk beroperasi sebagai distributor lokal atau pemasok listrik di lokasi yang ditunjuk tertentu, seperti kompleks perbelanjaan dan kawasan industri. Namun TNB Distribusi, SEB dan SESB tetap distributor utama listrik di Semenanjung, Sarawak dan Sabah masing-masing. TNB dan anak perusahaan yang sepenuhnya dimiliki TNB; perusahaan Generation Sdn Bhd., TNB Transmission Sdn. Bhd., dan TNB Distribution Sdn. Bhd.

Struktur yang diusulkan Malaysia Listrik Industri (Malaysia Electricity Supply Industry) akan mencakup pembangkitan, transmisi, distribusi, ritel, operator pasar independen (IMO) dan operator sistem grid (IGSO). IMO akan menjadi administrator pasar baru dan perencana jangka panjang yang akan bertanggung jawab untuk memperkenalkan kompetisi ke pasar generasi awalnya pasar ritel yang mengandaikan untuk dioperasikan Januari 2001. Tahap pertama dari restrukturisasi dikenal sebagai Tahap I (Single Model Pembeli) itu operasi dibayangkan pada tahun yang sama. Model ini dimaksudkan untuk menciptakan kompetisi di tingkat generasi melalui pembentukan sebuah kolam renang listrik dengan Pembeli Tunggal kekuasaan dari pasar. TNB diharapkan menjadi pembeli tunggal. Sementara itu, tahap kedua restrukturisasi dikenal sebagai Tahap II (Multi Pembeli Model) diusulkan akan beroperasi pada tahun 2005. Model ini akan lebih meningkatkan pasar grosir dengan memperkenalkan lebih dari satu pembeli dari pasar tenaga untuk menyediakan untuk segmen tertentu di kalangan pelanggan .

Singapura yang merupakan negara yang industri, struktur pasar listriknya awalnya masih terintegrasi vertikal yang dimiliki oleh Negara seperti PLN. Namun, sejak diberlakukannya deregulasi mengenai energy market pada tahun 1995, Singapura telah memiliki tujuh

operating/planned generating companies (gencos) yang memberikan pasokan listrik di Singapura. Namun secara resmi perusahaan-perusahaan tersebut digabungkan menjadi tiga kategori perusahaan, yaitu Power Senoko Ltd and Power Seraya Ltd yang merupakan perusahaan generator dan PoweGrid Ltd sebagai perusahaan transmisi dan distribusi listrik di Singapura, serta Power Supply Ltd sebagai perusahaan yang memberikan supply listrik di Singapura (lihat Bagan 1). Bahkan dengan adanya deregulasi listrik dan restrukturisasi listrik, Singapura telah menciptakan pasar listrik yang kompetitif.



Gambar.3.1. Bagan struktur penyediaan energi listrik singapura

Sementara di Indonesia, mulai digulirkan deregulasi pada awal tahun 1990-an, Pemerintah Indonesia mempertimbangkan perlunya reformasi dan deregulasi pada sektor ketenagalistrikan. Arah deregulasi tersebut diawali dengan berdirinya Paiton Swasta I sebagai cikal bakal berdirinya Independent power producer (IPP) yang kemudian dipertegas dengan dikeluarkannya Keputusan Presiden (Kepres) No. 37 tahun 1992 tentang terbukanya investasi swasta pada sektor ketenagalistrikan melalui pembangkit-pembangkit listrik yang dimiliki oleh perusahaan swasta atau joint company dengan PLN. Selanjutnya, oleh Menteri Pertambangan dan Energi menerbitkan kerangka dasar kebijakan (sasaran dan kebijakan pengembangan sub

sektor ketenagalistrikan) yang merupakan pedoman jangka panjang restrukturisasi sektor ketenagalistrikan pada tahun 1993. Kebijakan yang dikeluarkan oleh Menteri Pertambangan dan Energi tersebut mulai diterapkan pada awal, pada tahun 1994 PLN dengan berubah statusnya dari Perum menjadi Persero.

CHAPTER 4

METODE PENENTUAN BIAYA TRANSMISI

4.1. Umum

Dalam Sistem transmisi open akses bagi penyediaan energi listrik, sangat diperlukan sebuah metode penentuan biaya transmisi yang transparan dan akuntabel. Ada beberapa metode penentuan biaya yang umum digunakan dalam pasar ketenagalistrikan yang akan dijelaskan kemuadia. Namun yang perlu diperhatikan adalah bagaimana menentukan pemanfaatan penggunaan transmisi (*Transmission Usage Allocation, TUA*). TUA dapat peroleh melalui metode pelacakan aliran daya pada setiap saluran (*power flow tracing*).

4.2. Metode pelacakan (*Tracing method*)

Dalam restrukturisasi dan deregulasi, pengguna rangkaian harus membayar biaya fasilitas transmisi, yang ditentukan kepada penggunaan saluran transmisi. Banyak metode telah digunakan ataupun diperkenalkan dalam menentukan penggunaan penggunaan saluran (TUA) melalui metode pelacakan.

Bialek mengusulkan prinsip metode pembagian proporsional (PSM) untuk menentukan kontribusi setiap pembangkit kepada beban. Metode ini cukup mudah, karena hanya mempertimbangkan kontribusi positif kepada aliran pada saluran.

Sementara itu, Rudnick mengusulkan algoritma metode yang melacak aliran daya dengan prinsip pembagian dengan menggunakan metode pendistribusian melalui model aliran beban DC.

Kirchen mengusulkan suatu metode pengesanan menggunakan prinsip penedakatan berkadar, yang merupakan satu metode yang umum digunakan. Prinsip ini adalah dengan kepada konsep pengdistribusi dalam sistem rangkaian ke dalam kumpulan yang sama. Metode ini juga dapat digunakan untuk menentukan kontribusi kerugian daya pada pembangkit dalam saluran.

Kemudian, F.Wu telah mengembangkan teori graf yang digunakan untuk menentukan kontribusi setiap pembangkit dan beban dalam aliran daya paralel dan transfer daya antara pembangkit individu dan beban.

Sementara Yu, mengusulkan Metode Proporsioanl Tee (TPM) dengan menggunakan prinsip pendekatan proportional tanpa menggunakan matriks invers. Walau bagaimanapun, metode ini yang belum diuji untuk melacak daya reaktif.

Gubina mengusulkan satu metode baru bagi menentukan kontribusi pembangkit kepada beban tertentu. Metode ini hanya menggunakan faktor distribusi generasi nod (NGDF-s). Metode yang mirip dikembangkan dengan menggunakan kendali aliran daya untuk menentukan aliran daya dalam perhitungan biaya saluran.

Pantos mengusulkan pengubahsuaian faktor penentu GGDF guna mencegah perkembangan matriks dengan menggunakan faktor distribusi beban (LDF) dan faktor pergeseran distribusi beban (LSF). Metode ini juga digunakan untuk mengatasi beban kapasitif.

Kemudian, Valerie.S dengan metode lain, mengusulkan konsep bingkai rujukan gelung dengan menggunakan pemodelan rangkaian melalui injeksi tegangan pada setiap titik. Semua aliran dalam rangkaian adalah merupakan representasi aliran daya pada jaringan transmisi daya.

Hussain Shareef mengusulkan metode dalam menentukan pengiriman daya daya sebenar dan reaktif antara pembangkit dan beban menggunakan persamaan nod yang dimodifikasi.

Sementara itu, S.Abdulkader mengusulkan metode pelacakan aliran daya berdasarkan fisik saluran sebenar di mana kontribusi pembagian setiap beban sesuai parameter saluran akibat fisik

konduktor. Konsep ini dinyatakan oleh komponen matriks paralel sebagai resistansi saluran bersamaan.

Ching mengembangkan satu metode perbagian transmisi tambahan biaya dengan analisis topologi aliran daya dan dc model sistem lurus. Dengan mengandaikan ada garis antara kedua-dua ujung kapasitor, shunt kapasitor yang dimanifestasikan sebagai bus beban buatan.

Kemudian, Kaiguo Xie mengusulkan satu model analitik dan algoritma dengan aliran daya dengan menggunakan Extended Kejadian Matrix (EIM). Dengan membangun suatu matriks yang disebut matriks EIM sebagai Matrix A, dan kemudian menetapkan satu rangkaian daya tanpa rugi (*losses power network*). Matriks ini juga memberi informasi hubungan insiden bus, arah daya aktif dalam aliran percabangan.

Sementara Y.A. Altaturki mengusulkan satu metode dalam membagi daya sebenar dan reaktif sesuai sifat kelinearan sistem dengan menggunakan metode Adjustment Faktor Semasa (CAF).

Penentuan penggunaan saluran adalah hal yang penting dalam pengiraan biaya penggunaan saluran pada sistem daya. Pengaruh dari setiap pengguna transmisi sangat penting bagi memperkenalkan strategi biaya kompetitif yang memberi insentif semua pengguna beban sistem serta dapat memuaskan semua pemilik transmisi. Skim ini memberi manfaat guna mengembalikan pelaburan kemudahan transmisi yang lebih cepat.

4. 3. Metode Faktor Distribusi

Teori ini dikembangkan pertama kali oleh Hugh Rudnick yang mengkaji pemindahan dan kontribusi aliran daya dari setiap pembangkit dan beban pada saluran. Dalam metode ini dinyatakan 3 kelompok faktor yaitu:

- Faktor GSDF (Generalized Shift Displacement Distribution Factor) atau disebut juga juga sebagai faktor A.
- Faktor GGDF (Generalized Generation Distribution Factor) atau disebut juga juga sebagai faktor D.

- Faktor GLDF (Generalized Load Distribution Factor) atau disebut juga juga sebagai faktor C.

Konsep teori pada metode:

Faktor A didefinisikan sebagai faktor kepekaan yang menunjukkan hubungan antara perubahan pada suntikan daya (change power injection) ΔP_{ik} pada bus, dan perubahan daya ΔF_{i-j} dalam saluran i-j.

Dengan mendefinisikan satu matriks B sebagai berikut:

$$B_{ij} = -x_{ij}^{-1} \quad (2.1)$$

Dimana dinyatakan pula:

$$B_{ii} = \sum x_{ij}^{-1} \quad (2.2)$$

Selanjutnya, elemen-elemen matriks A dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$A_{i-j,k} = \frac{\text{Perubahan aliran daya pada saluran } i \text{ ke } -j}{\text{Injeksi pada bus-}k}$$

Dengan pendekatan aliran daya DC, maka perumusan faktor A dinyatakan sebagai berikut:

$$A_{i-j,k} = \frac{(z_{ik} - z_{jk})}{x_{ij}} \quad (2.3)$$

dan;

$$F_{i-j} = \sum_{k \neq R} A_{i-j,k} \cdot \Delta P I_k \quad (2.4)$$

dimana:

$$\sum_{k \neq R} \Delta P I_k + \Delta P I_R = 0 \quad (2.5)$$

Metode GGDF:

Dengan menetapkan rujukan pada satu bus R (rujukan R), maka dapat dinyatakan dengan perumusan sebagai berikut:

$$F_{i-j} = \sum_g D_{i-j,g} \cdot G_g \quad (2.6)$$

Dengan demikian, pembahagian aliran daya pada tiap saluran dalam sistem transmisi adalah sebagai berikut:

$$D_{i-j,g} = A_{i-j,g} + D_{i-j,R} \quad (2.7)$$

Dimana diperoleh:

$$D_{i-j,R} = (F_{i-j} - \sum_{P \neq R} A_{i-j,g} G_P) / \sum_g G_g \quad (2.8)$$

Untuk menentukan kontribusi masing masing pembangkit dalam saluran dinyatakan sebagai berikut:

$$F_{i-j} = \sum_g D_{i-j,g} \cdot G_g$$

Metode GLDF:

Satu faktor C didefinisikan dengan bentuk persamaan $C_{i-j,k}$ adalah menyatakan hubungan aliran daya pada saluran akibat pengaruh beban L_g , yang dinyatakan sebagai berikut:

$$F_{i-j} = \sum_k C_{i-j,k} \cdot L_k$$

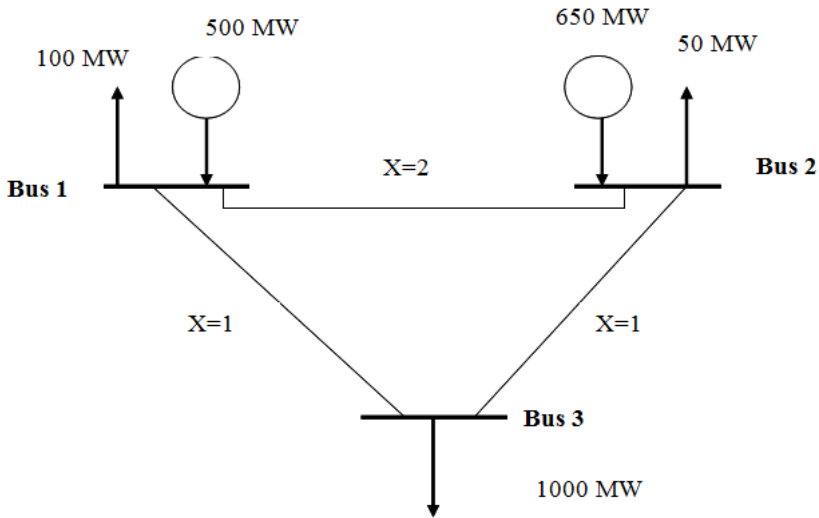
Dengan menetapkan rujukan pada satu bus R (rujukan, R), maka dapat dinyatakan dengan perumusan sebagai berikut:

$$C_{i-j,k} = C_{i-j,R} + A_{i-j,g}$$

Dimana:

$$C_{i-j,R} = \frac{\left(F_{i-j} - \sum_{p=R} A_{i-j,k} \cdot L_p \right)}{\sum_k L_k}$$

4.4. Contoh Kasus



Gambar.4.1. Sistem 3 bus sederhana

Unsur-unsur matriks sebagai berikut:

$$B_{11} = \frac{1}{1} + \frac{1}{2} = 1.5 \quad B_{12} = -\frac{1}{2} = -0.5 \quad B_{13} = -\frac{1}{1} = -1$$

$$B_{12} = -\frac{1}{2} = -0.5 \quad B_{22} = \frac{1}{1} + \frac{1}{2} = 1.5 \quad B_{23} = -\frac{1}{1} = -1$$

$$B_{31} = -\frac{1}{1} = -1 \quad B_{32} = -\frac{1}{1} = -1 \quad B_{33} = \frac{1}{1} + \frac{1}{1} = 2$$

Bentuk matriks adalah:

Dengan menetapkan bus R pada bus 1 sebagai rujukan, maka semua unsur matriks kita nyatakan pada baris dan kolom ke-1, sehingga diperoleh satu matriks B' sebagai berikut :

$$B' = \begin{bmatrix} 1.5 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix}$$

$$[B']^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0.5 \\ 0.5 & 0.75 \end{bmatrix}$$

Dengan menginvers elemen pada invers B' $\rightarrow B' = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & [B']^{-1} \end{bmatrix}$

Maka diperoleh:

$$Z = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0.5 \\ 0 & 0.5 & 0.75 \end{bmatrix}$$

Dengan matriks A:

$$A_{i-j,k} = \frac{(z_{ik} - z_{jk})}{x_{ij}}$$

Maka diperoleh:

$$A_{1-2,1} = \frac{(z_{11} - z_{21})}{x_{12}} = \frac{0-0}{1} = 0$$

$$A_{1-2,2} = \frac{(z_{12} - z_{12})}{x_{12}} = \frac{0-0}{1} = 0$$

$$A_{1-2,3} = \frac{(z_{13} - z_{23})}{x_{12}} = \frac{0 - 0.5}{1} = -0.5$$

$$A_{1-3,1} = \frac{(z_{11} - z_{31})}{x_{13}} = \frac{0 - 0}{1} = 0$$

$$A_{1-3,2} = \frac{(z_{12} - z_{32})}{x_{13}} = \frac{0 - 0.5}{1} = -0.5$$

$$A_{1-3,3} = \frac{(z_{13} - z_{33})}{x_{13}} = \frac{0 - 0.75}{1} = -0.75$$

$$A_{2-3,1} = \frac{(z_{21} - z_{31})}{x_{23}} = \frac{0 - 0}{2} = 0$$

$$A_{2-3,2} = \frac{(z_{22} - z_{32})}{x_{23}} = \frac{1 - 0.5}{2} = 0.25$$

$$A_{2-3,3} = \frac{(z_{23} - z_{33})}{x_{23}} = \frac{0.5 - 0.75}{1} = -0.25$$

matriks distribusi A adalah:

$$[A] = \begin{bmatrix} 0 & -0.5 & -0.25 \\ 0 & -0.5 & -0.75 \\ 0 & 0.5 & -0.25 \end{bmatrix}$$

maka:

$$\begin{bmatrix} P_{1-2} \\ P_{1-3} \\ P_{2-3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -0.5 & -0.25 \\ 0 & -0.5 & -0.75 \\ 0 & 0.5 & -0.25 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 500 - 100 \\ 650 - 50 \\ -1000 \end{bmatrix}$$

Sehingga diperoleh;

$$P_{1-2} = (0 \times 400) + (-0.5 \times 600) + (-0.25 \times (-1000)) = -300 + 250 = -50 \text{ MW}$$

$$P_{1-3} = (0 \times 600) + (-0.5 \times 600) + (-0.75 \times (-1000)) = -300 + 750 = 450 \text{ MW}$$

$$P_{2-3} = (0 \times 400) + (0.5 \times 600) + (-0.25 \times (-1000)) = 300 + 250 = 550 \text{ MW}$$

Dengan persamaan ;

$$D_{i-j,g} = A_{i-j,g} + D_{i-j,R}$$

dan:

$$D_{i-j,R} = (F_{i-j} - \sum_{P \neq R} A_{i-j,g} G_P) / \sum_g G_g$$

maka;

$$D_{1-2,1} = \frac{-50 - ((-0.5 \times 650) + (-0.25 \times 0))}{500 + 650 + 0} = 0.2391$$

$$D_{1-3,1} = \frac{450 - ((-0.5 \times 650) + (-0.75 \times 0))}{500 + 650 + 0} = 0.6739$$

$$D_{2-3,1} = \frac{550 - ((0.5 \times 650) + (-0.25 \times 0))}{500 + 650 + 0} = 0.1957$$

Komponen lain matriks A:

$$D_{i-j,g} = A_{i-j,g} + D_{i-j,R}$$

$$D_{1-2,2} = A_{1-2,1} + D_{1-2,1} = -0,5 + 0,2391 = -0,2609$$

$$D_{1-3,2} = A_{1-3,1} + D_{1-3,1} = -0,5 + 0,6739 = 0.1739$$

$$D_{2-3,2} = A_{2-3,1} + D_{2-3,1} = 0,5 + 0,1957 = -0,6957$$

$$D_{1-2,3} = A_{2-3,3} + D_{2-3,1} = -0,25 + 0,2391 = -0,0109$$

$$D_{1-3,3} = A_{1-3,3} + D_{1-3,1} = -0,75 + 0,6739 = 0.0761$$

$$D_{2-3,3} = A_{2-3,3} + D_{2-3,1} = -0,25 + 0,1957 = -0.0543$$

$$[D_{i-j,g}] = \begin{bmatrix} 0.2391 & -0.2609 & -0.0109 \\ 0.6739 & 0.1739 & -0.0761 \\ 0.1957 & 0.6957 & -0.0543 \end{bmatrix}$$

Dengan demikian diperoleh kontribusi setiap generator dalam setiap saluran adalah sebagai berikut:

$$F_{i-j} = \sum_g D_{i-j,g} \cdot G_g$$

maka:

$$F_{1-2,G1} = \sum_1 D_{1-2,1} \cdot G_1 = 0.2391 \times 500 = 119.55 \text{ MW}$$

$$F_{1-2,G2} = \sum_1 D_{1-2,1} \cdot G_2 = -0.2609 \times 650 = -169.585 \text{ MW}$$

$$F_{1-3,G1} = \sum_1 D_{1-3,1} \cdot G_1 = 0.6739 \times 500 = 336.95 \text{ MW}$$

$$F_{1-3,G2} = \sum_1 D_{i-3,3}.G_2 = 0.1739 \times 650 = 113.035 \text{ MW}$$

$$F_{2-3,G1} = \sum_1 D_{2-2,1}.G_1 = 0.1957 \times 500 = 97.85 \text{ MW}$$

$$F_{2-3,G2} = \sum_1 D_{2-3,3}.G_2 = 0.6957 \times 650 = 452.202 \text{ MW}$$

Tabel.2.1 Kontribusi tiap generator pada saluran dengan GGDF

Line	Kontribusi setiap generator pada saluran (MW)	
	G1	G2
1 – 2	119,5652174	-169,5652174
1 – 3	336,9565217	113,0434783
2 – 3	97,82608696	452,173913

Sama halnya dengan GGDF, untuk memperoleh besar aliran daya disebabkan adanya beban maka digunakan metode GLDF. Prinsip ini dengan mengalikan nilai matriks C dengan P_{Li} sesuai dengan beban pada bus.

Maka dengan menggunakan persamaan GLDF kita peroleh faktor C sebagai berikut:

$$[C_{i-j,k}] = \begin{bmatrix} -0,2826 & 0,2174 & -0.0326 \\ -0,2826 & 0.2174 & 0,4674 \\ 0,2826 & -0,2174 & 0,5326 \end{bmatrix}$$

Kemudian kontribusi beban pada setiap saluran diperoleh dengan persamaan :

$$F_{i-j} = \sum C_{i-j,k}.L_k$$

Atau:

$$F_{i-j} = \begin{bmatrix} P_{1-2} \\ P_{1-3} \\ P_{2-3} \end{bmatrix} \cdot C_{i-j,k} \cdot L_k$$

Sehingga diperoleh:

$$F_{i-j,k} = \begin{bmatrix} -0,2826 & 0,2174 & -0.0326 \\ -0,2826 & 0.2174 & 0,4674 \\ 0,2826 & -0,2174 & 0,5326 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 100 \\ 50 \\ 1000 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -50 \\ 450 \\ 550 \end{bmatrix}$$

Untuk menentukan kontribusi setiap beban pada saluran:

$$F_{i-j,k} = \sum_1 C_{i-j,k} \cdot L_k$$

Dengan cara yang sama akan diperoleh kontribusi beban yang diterangkan dalam Tabel 2.2:

Tabel 2.2. Kontribusi beban pada tiap saluran

	Kontribusi beban pada setiap saluran		
Line	L1	L2	L3
1 – 2	-28,2608696	10,86956522	-32,608696
1 – 3	-28,2608696	10,86956522	467,391304
2- 3	28,26086957	-10,86956522	532,608696

Berdasarkan pada pengiraan tersebut, maka pelacakan aliran daya pada pembangkit ke beban pada saluran daya telah menjadi isu utama dalam deregulasi pada sistem daya. Pelacakan aliran daya mesti sesuai dengan penggunaan beban yang sebenar. Oleh itu, masalah ini

diperlukan dalam operasi sistem, persaingan biaya transmisi, fasilitas jaringan dan isu-isu berkaitan. Dengan menggunakan beberapa bus uji, laporan ini telah memberi keadilan dalam beberapa metode pembagian penggunaan saluran. Hasil yang diperoleh pada sistem bus uji menunjukkan bahwa metode GGDF mampu memberi satu cara yang bersesuaian daripada menangani masalah-masalah penentuan biaya transmisi sistem daya. Hal ini dapat dilaksanakan pada beberapa kasus termasuk dalam restrukturisasi sistem daya di beberapa Negara.

Ringkasan

Model penyediaan daya elektrik sangat penting dalam deregulasi industri elektrik yang terus berkembang maju. Beberapa model yang dikembangkan antara lain, model single buyer, monopoly, bilateral hingga model kompetisi pasar yang sangat bergantung pada peraturan pemerintah dan pelaku usaha industri daya elektrik. Keadaan ini menyebabkan perlunya peraturan yang jelas yang menetapkan peraturan sistem daya elektrik sehingga dicapai kesepatan dalam penentuan model. Berdasarkan model yang dibangun beberapa negara, maka didapati bahwa negara-negara maju seperti; Eropa, Jepang dan USA, telah menggunakan model gabungan seperti model single buyer dan kompetisi. Beberapa negara-negara yang sedang berkembang masih menerapkan pola single buyer yang terintegrasi penuh (Misalnya di Asia dan Afrika).

CHAPTER 5

METODE PENENTUAN BIAYA SALURAN

5.1. Umum

Salah satu aspek penting dalam era sistem saluran akses terbuka (Transmission Open Access) adalah bagaimana menentukan biaya transmisi yang tepat dan memuaskan semua pengguna. Isu ini sangat penting karena berkaitan dengan pengelolaan fasilitas transmisi dan juga masalah keseimbangan antara produksi energi dengan permintaan daya dalam rangkaian transmisi. Dalam kasus pada beberapa negara, penentuan penggunaan saluran transmisi biaya ditetapkan sesuai dengan penggunaan yang sebenarnya.

Dalam sistem akses terbuka, biaya transmisi dapat dinyatakan dengan lima jenis biaya pemanfaatan fasilitas transmisi, yaitu ;

1. Biaya Operasi.

Biaya operasi didefinisikan sebagai biaya yang meliputi kerugian transmisi, biaya yang disebabkan oleh kemampuan pembangkitan termasuk batas kapasitas saluran, batas tegangan bus, manajemen dan perawatan saluran transmisi.

2. Biaya pemulihan.

Biaya pemulihan adalah pengembalian biaya (recovery) dari biaya modal pada sistem transmisi yang meliputi masa pakai fasilitas. Hal ini terkait dengan berbagai kemudahan fasilitas transmisi masing masing pengguna sesuai dengan perubahan keadaan sistem terhadap waktu.

3. Biaya Peluang

Didefinisikan sebagai imbalan bagi perusahaan grid untuk beroperasi yang disebabkan kendala operasi yang timbul dengan adanya transaksi tertentu.

4. Biaya keandalan

Biaya realibility sangat sukar menilai karena berkaitan dengan pelbagai faktor seperti waktu, tingkat gangguan fasilitas, daya cadangan yang tersedia bagi pelanggan dan lokasi pelanggan.

5. Biaya tambahan.

Termasuk biaya invertasi guna menampung tambahan pengguna baru, yang menjadi isu sangat penting di dalam pembangunan transmisi jangka panjang di negara-negara berkembang.

Penjelasan lebih terperinci berkenaan dengan struktur biaya transmisi dapat dilihat dalam bab selanjutnya. Beberapa kajian telah dilakukan berkenaan metode biaya transmisi yang dapat memberikan isyarat ekonomi dan juga bagi kemampuan pembangunan transmisi pada masa depan.

5.2. Metode biaya saluran dalam deregulasi Sistem tenaga

Industri penyediaan daya listrik di seluruh dunia telah mengalami era perubahan yang cepat dan kritikal, yang berkaitan dengan pembangkitan, transmisi dan distribusi. Tuntutan terhadap masalah keandalan dalam penyaluran daya dan transmisi pada akhirnya menimbulkan privatisasi, rektukturisasi dan regulasi sektor daya di beberapa negara [44]. Contohnya, negara negara di Amerika Latin seperti Chile memulai pada tahun 1980, Inggeris dan Wales (1989), Argentina pada tahun 1992 Eropah tahun 1996 telah menjalani proses pasaran daya yang kompetitif, mengakibatkan berlakunya pemisahan perusahaan transmisi, distribusi dan pembangkitan secara terpisah-pisah [45]. Hal ini menjadi asas berkembangnya kajian metode penentuan biaya transmisi yang dapat memberikan kesan transparansi

pada semua pelaku industri daya elektrik dalam pasar bebas daya elektrik.

Shirmohammedi, mengusulkan Metode MW-Mile melalui biaya daya aktif berdasarkan rangkaian saluran menggunakan sistem aliran daya DC yang berikut:

$$TC_t = TC \cdot \frac{MWMile_t}{\sum_t MWMile_t} \quad (3.1)$$

J. Bialek, mengusulkan satu skim dengan menambah biaya beban daya aktif dalam rangkaian berdasarkan kontribusi saluran. Biaya tambahan terdiri pada biaya kapasitas dan penggunaan jaringan, biaya lain mengikut konsumsi daya aktif dan reaktif pada beban.

Rotoros, mengusulkan metode penentuan biaya tambahan berdasarkan kontribusi pengguna bagi aliran tambahan. Metode ini merujuk kasus di Filipina kemudian membandingkan dengan dengan Metode "Post Stamp" tradisional, untuk memperoleh biaya transmisi pada setiap bus beban. Bentuk persamaan umum metode post stamp adalah sebagai berikut :

$$R_t = T_C \cdot \frac{P_t}{P_{peak}}$$

Dimana:

R_t =biaya transaksi transmisi

T_c = tarif transmisi

P_t = Daya yang ditransaksikan

P_{peak} = Daya beban puncak (MW)

F.D. Galiana, telah mengusulkan pertukaran bilateral yang memiliki persamaan (EBE) dalam menentukan metode biaya transmisi. Metode EBE adalah menetapkan suatu slack bus dengan melibatkan aliran daya yang berlawanan.

Limpasuwan, mengusulkan satu metode penentuan biaya transmisi melalui pelacakan aliran daya dan tambahan biaya rata-rata jangka panjang.

Gang, mengusulkan saluran dan metode penetapan biaya wheeling berdasarkan pada pelacakan aliran keuangan. Aliran daya aktif dan reaktif diubah menjadi aliran keuangan dengan menggunakan biaya titik. Metode ini memperkenalkan sebuah matriks uniform. Hasil daripada metode ini dapat menangani masalah investasi pada sistem transmisi, operasi, perawatan dan biaya-biaya lain.

Li, mengusulkan algoritma baru dengan menghitung biaya transmisi berdasarkan daya nyata dan reaktif. Biaya fasilitas rangkaian yang diakibatkan oleh daya aktif dan reaktif bagi pelanggan adalah:

$$CC_T = \left[\frac{\sum_f (MW_f)_T \cdot L_f}{\sum_T \sum_f (MW_f)_T \cdot L_f} \times C_p \right] + \left[\frac{\sum_f (MVA_r_f)_T \cdot L_f}{\sum_T \sum_f (MVA_f)_T \cdot L_f} \times C_Q \right] \quad (3.2)$$

K.Lo, mengusulkan modifikasi metode MW-Mile dengan mempertimbangkan aliran daya negatif. Metode ini telah diverifikasi dengan menggunakan bus uji, sistem IEEE 14 bus dengan menggunakan faktor distribusi untuk melacak aliran daya. Dengan menggunakan konsep ini, biaya pada semua transaksi pada saluran (Ti) dapat dinyatakan seperti berikut:

$$WIC_{Ti} = \frac{\Delta P_{neg,Ti}}{\sum_i \Delta P_{neg,Ti}} \cdot \frac{WC_{neg}}{r} \quad (3.3)$$

W. Anthong mengusulkan sebuah metode baru berdasarkan MVA-Mile dalam menentukan biaya transmisi dengan menggunakan Sistem pool dan bilateral serta campuran kedua Sistem. Dalam konsep penggunaan metode ini, semua peserta dikenakan biaya pemanfaatan fasilitas saluran seperti berikut:

$$C_{l,k} = C_l \left\{ \left[\frac{P_{l,k}}{\sum_{k=1}^{n+m} P_{l,k}} \times \frac{P_l}{|S_l|} \cos \theta_l \right] + \left[\frac{Q_{l,k}}{\sum_{k=1}^{n+m} Q_{l,k}} \times \frac{Q_l}{|S_l|} \sin \theta_l \right] \right\} \quad (3.4)$$

A. J. Conejo, mengusulkan metode biaya transmisi dengan menggunakan skema penggunaan rangkaian yang dengan fisik transmisi untuk menentukan biaya saluran, metode ini dinyatakan sebagai Metode Z bus.

Kemudian, J.Nikoukar, memperbaiki metode Z bus. Metode ini juga dapat menentukan kontribusi setiap beban dan pembangkit yang dirumuskan sebagai berikut:

$$C_{l_lk} = \frac{|P_{ij_lk}|}{\sum_{k=1}^{nd} |P_{ij_lk}|} \cdot C_l \quad (3.5)$$

dan

$$C_{l_Gk} = \frac{|P_{ij_Gk}|}{\sum_{k=1}^{nG} |P_{ij_Gk}|} \cdot C_l \quad (3.6)$$

Majidi mengusulkan sebuah pendekatan baru bagi menentukan biaya saluran dengan MW-Mile. Metode ini memperkenalkan biaya tranasmisi setiap jam dengan menggunakan Sistem “*Hourly Transmission Cost*” (Biaya transmisi per-jam), yang dinyatakan sebagai berikut:

$$ATUC_j = HTC \cdot \sum_{k \in K} \alpha_k \cdot \frac{|F_{k,j}|}{F_k} \quad (3.7)$$

Parmeshwaran [58], mengusulkan sebuah metode yang dieknl sebagai option Financial Transmission Righ (FTR) yang dapat

membantu pelaku pasar ketenagalistrikan dengan cara perlindungan nilai risiko. Metode (FTR) atau hak pendapatan Congestion (CRR) ini yang sangat populer digunakan. Metode ini dapat digunakan untuk menghitung biaya transmisi dan kewajiban pelaku pasar dalam pasar utama dan juga sebagai metode penentuan biaya dalam pasar sekunder.

Zhang, Mengusulkan sebuah skim penentuan daya reaktif baru dengan mempertimbangkan pembangkit yang juga sebagai sumber daya reaktif. Konsumsi daya reaktif ini akan dikenakan tambahan sesuai dengan besaran daya reaktif dari pembangkit.

Olmos , mengusulkan Average Participant (AP) dengan memperkenalkan biaya Sistem pembangkitan, permintaan dan aliran daya aktif yang seimbang. Metode AP menerapkan faktor penggunaan L&G pada titik(node) jaringan. Oleh itu, memakai Metode AP juga menunjukkan biaya operasi sistem yang sebenar, dengan melibatkan semua pihak dalam membuat penentuan faktor G dan penggunaan faktor L setiap titik. Tujuan utama penentuan biaya grid yang diusulkan adalah untuk memberi isyarat yang mempunyai pengaruh terhadap hasil calon investor dalam pembangunan pembangkit baru.

Abyankar, menyatakan dalam pasar yang berpusat dengan dua konsep yang digunakan untuk biaya transmisi ialah: metode tarif titik-ke-titik dan (POC) tarif titik ke sambungan. Tarif titik-ke-titik juga dikenal sebagai tarif bisnis yang khusus berdasarkan penjualan energi tertentu dari penjual kepada pembeli tertentu.

Chen, mengusulkan skema baru biaya saluran dengan memperkenalkan pendekatan transaksi pasangan yang sepadan, (Transaction Pair Method) dengan membentuk matriks tarif F_m . Skema TPM terdiri tiga komponen, yaitu; PTP matriks tarif, pasangan transaksi yang yang hampir sama dan biaya transmisi.

L.G. Manescu, telah menyelidiki pengaruh magnituda dan wilayah area kawasan dalam penentuan biaya saluran.

Yu, Mengusulkan satu model permainan dua peringkat bagi menyatakan strategi kontrak kedepan kepada perusahaan pembangkit dalam persaingan pasar spot. Metode ini menggunakan pendekatan yang tak lurus. Hasil daripada kontrak strategik dalam pasar daya

listrik dalam membantu perusahaan-perusahaan dan pelaku dalam pasar daya di masa depan.

Orfanos, Melakukan suatu evaluasi metode biaya saluran bagi Sistem pool, yaitu; biaya saluran MW-Mile awal, tetapi metode ini tidak adil bagi semua pengguna karena adanya aliran berlawanan. Sebaliknya, metode MW Mile, relatif dapat menghasilkan lonjakan biaya yang besar kepada pengguna, yang tidak sepenuhnya memuaskan semua pengguna. Metode terbenam (misalnya; post stamp) dapat digunakan bagi pembagian tambahan biaya.

Selanjutnya, Kharbus, mengusulkan pembagian biaya transmisi yang lebih adil dan transparan dengan menggunakan gabungan MW-Mile dan metode post stamp . Rumusan metode ini dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$TC_k = C_k + R_k \quad (3.8)$$

Peneliti lain yakni, S.K. Parida, mengusulkan suatu pembagian biaya pemanfaatan daya reaktif (Var) , dengan menggunakan nilai berdasarkan pendekatan. Penggunaan Utility Faktor Shift (UFS), menghasilkan metode yang mengusulkan penyediaan yang transparan dalam menentukan pasokan daya reaktif kepada pelanggan.

Zhang mengusulkan biaya per-satuan waktu yang sebenar pada daya reaktif dengan mempertimbangkan jumlah daya reaktif. Berdasarkan simulasi menggunakan sistem 6 bus, menunjukkan sistem yang mendapat daya reaktif yang lebih banyak dari pembangkit daya reaktif akan menyebabkan pembangkitan daya reaktif lebih besar.

Kemudian Morsi, menjelaskan dampak kualitas daya (power quality) dalam jaringan saluran yang pada akhirnya mempengaruhi pada biaya pada pengguna.

Oscar Moya, mengusulkan model dalam menentukan pengaruh yang semua titik beban terhadap sistem. Dengan mendefinisikan sebuah fungsi biaya bersesuaian, menjadikan penggunaan beban yang perlu secara teori berlawanan pada setiap titik dalam usaha mewujudkan semula aliran daya pada komponen saluran.

Sementara, R. Suresh mengembangkan sebuah usulan dengan menggunakan algoritma genetik dalam penentuan biaya optimum.

5.3. Metode Biaya Transmisi

Dengan kajian-kajian penelitian diatas, maka metode biaya transmisi pada dasarnya terbagi atas 3 pendekatan, yaitu:

1. Pendekatan berdasarkan Marginal (incremental) cost.
2. Pendekatan berdasarkan Embedded Cost
3. Pendekatan berdasarkan penggabungan (composite incremental/ embedded) cost.

5.3.1. Metode Marginal (Incremental) Cost

Paradigma Biaya Transmisi Incremental (*Incremental transmission pricing*) adalah menilai biaya berdasarkan transaksi masing-masing pelaku. Paradigma ini bersesuaian dengan biaya saluran baru yang disebabkan oleh pelanggan baru saluran dan juga dengan aliran daya dan batasan dari setiap pembangkit. Biaya sistem yang ada akan tetap menjadi tanggung jawab pelanggan utiliti . Beberapa pendekatan metode ini yang berkaitan dengan pemanfaatan saluran sesuai dengan paradigma biaya incremental , adalah sebagai berikut;

- Metode “Short-Run Incremental Cost “(SRIC)
- Metode “Short-Run Incremental Cost” (SRIC)
- Metode “Short-Run Incremental Cost” (SRIC)
- Metode “Short-Run Incremental Cost” (SRIC)

Kelemahan pendekatan metode adalah perhitungan biaya berkaitan dengan biaya nyata atau biaya operasi. Sehingga biaya pemulihan dan biaya investasi sulit dikira

bagi meningkatkan keandalan dan perluasan Sistem di masa akan datang.

5.3.2. Metode Embedded Cost

Sementara metode pendekatan dengan embedded cost didasarkan pada penggunaan fasilitas saluran yang sesungguhnya. Pendekatan dengan metode ini banyak digunakan pada beberapa utiliti elektrik seluruh dunia karena dianggap lebih praktikal dan mudah digunakan serta lebih mencerminkan penggunaan saluran transmisi. Pendekatan dari metode ini dibagi atas beberapa paradigma, yaitu:

1. Metode "Postage stamp"

Metode ini sangat sederhana bagi menentukan fasilitas saluran dengan menjumlahkan semua biaya saluran dan membagi dalam per-MW. Biaya saluran pelanggan dinyatakan pada puncak permintaan di dalam transaksi pelanggan dengan memakai metode "Post Stamp". Dengan demikian, dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$R_t = TC \cdot \frac{P_t}{P_{peak}} \quad (3.9)$$

dimana:

R_t = Biaya transmisi total

TC = Unit biaya pada setiap transaksi -t

P_t = Jumlah daya yang ditransaksikan

P_{peak} = Daya puncak

2. Metode Perjanjian Lintasan (Contract Path method)

Dalam metode perjanjian lintasan, fasilitas saluran dan pelanggan bersepakat pada perjanjian lintasan aliran daya. Dibandingkan dengan metode post stamp, metode

perjanjian lintasan diperlukan parameter jarak antara suntikan dan jumlah pemakaian daya. Namun demikian, metode ini cenderung memperlihatkan isyarat ekonomi yang salah karena kontrak lintasan tidak mempertimbangkan fisik jaringan sehingga tidak mempertimbangkan pada keadaan pemanfaatan jaringan yang sebenarnya. Hal ini disebabkan karena lintasan dapat berbeda di dalam hal jarak dan parameter saluran.

3. Metode MW-Mile berdasarkan jarak

Sesuai dengan Metode MW-Mile, Metode ini menentukan biaya bagi setiap pelanggan berdasarkan besarnya daya transaksi dan jarak saluran udara antara saluran daya dari titik hantar ke titik penerimaan. Penentuan penggunaan saluran dihitung dengan menggunakan formula sebagai mana berikut ini:

$$R_t = TC. \frac{PX_t}{\sum_i P.X_i} \quad (3.10)$$

dan:

$$P.X_t = DT.PM$$

Dimana;

$P.X_t$ = nilai MW-Mile

DT = Jarak saluran

PM = Jumlah daya (MW)

TC = Biaya saluran per-satuan jarak.

4. Metode MW-Mile dengan aliran daya.

Metode MW-Mile dengan aliran daya lebih banyak digunakan karena telah terbukti penggunaan

mencerminkan fasilitas saluran yang sesuai dengan keadaan sebenar [64]. Metode ini menentukan biaya bagi semua pengguna saluran dengan penggunaan fasilitasn saluran. Sesuai dengan metode berdasarkan MW-Mile, total biaya transmisi ditentukan dalam MW mile original pada semua pengguna dinyatakan sebagai berikut:

$$WC_t = A_i \cdot \sum_i C_i \frac{\sum_i l_i \Delta P_{i,t}}{\sum_{t \in K} l_i \cdot \overline{P_{i,t}}} \quad (3.11)$$

Dimana:

- WC_t = Biaya transmisi yang dikenakan pada pengguna-t
- ΔP = Daya pengguna-t
- A_k = Biaya per-MW/ satuan panjang saluran k.
- L_k = panjang pada saluran- k
- $MW_{t,k}$ = Aliran daya sluran-k kepada pengguna- t
- K = Kelompok saluran saluran

ΔP representasi dari perubahan aliran daya positif atau negatif. ΔP negatif berlaku apabila terdapat penurunan daya pada saluran, dan ΔP jika pembebanan pada saluran bertambah. Dengan tanda ΔP , terdapat tiga kasus, yaitu;

a. Penambahan, dengan formulasi:

$$\sum_i |1 \pm \Delta P_i| \quad (3.12)$$

b. Kasus positif : hanya bernilai positif pada penambahan ΔP , yang sebagai berikut:

$$\sum_i +\Delta P \quad (3.13)$$

c. Kasus bersih:

$$\sum_i \pm \Delta P \quad (3.14)$$

Berbagai metode ini diperoleh dengan merujuk biaya perubahan karena transaksi merujuk pada jumlah aliran daya yang sebenar, hal ini dijelaskan sebagai berikut (Metode MW-Mile) :

$$WC_t = A_i \cdot \sum_i C_i \frac{\sum_i l_i \Delta P_{i,t}}{\sum_{t \in K} l_i \cdot |P_{i,t}|} \quad (3.15)$$

Terdapat berbagai metode MW Mile berdasarkan kapasitas saluran yang tidak digunakan dan biaya aliran berlawanan. Arah aliran daya yang disebabkan pengguna yang berbeda pada saluran saluran yang sama dapat menyebabkan perbedaan biaya pada pengguna. Oleh karenanya, dalam suasana pasar listrik yang terderegulasi, maka biaya daya elektrik adalah berbagai bersesuaian dengan waktu dan lokasi, yang ditentukan oleh struktur pasar tenaga listrik, penawaran biaya pembangkitan, dan permintaan pengguna, lokasi, dan pilihan biaya serta kehandalan. [78].

a. Metode “Unused Absolut MW-Mile” .

Metode ini adalah satu skim dimana biaya pengguna berdasarkan arah daya, pengguna yang menyebabkan aliran berlawanan membayar kepada perusahaan pemilik saluran yang sebagai berikut:

$$TC_t = \sum_{k \in K} C_k \frac{|F_{t,k}|}{\sum_{t \in T} |F_{t,k}|} \quad (3.16)$$

b. Metode “Unused Reverse MW-Mile”.

Dalam metode ini, pengguna yang menyebabkan aliran berlawanan akan dikenakan biaya saluran adalah:

$$TC_t = \sum_{k \in K} C_k \frac{F_{t,k}}{\sum_{t \in T} |F_{t,k}|} \quad (3.17)$$

c. Metode “Unused Zero Counter Flow MW-Mile”.

Metode ini, biaya pengguna dibiaya dengan arah daya pengguna, dimana biaya aliran berlawanan hanya dalam arah yang sama aliran daya bersih. Biaya yang dikenakan adalah seperti berikut:

$$TC_t = \sum_{k \in K} C_k \frac{F_{t,k}}{\sum_{t \in T} F_{t,k}}, \quad \forall F_{t,k} > 0 \quad (3.18)$$

d. Menggunakan metode “Absoulut MW-Mile”.

Biaya pemanfaatan fasilitas saluran kepada pengguna dinyatakan sebagai berikut:

$$TC_t = \sum_{k \in K} C_k \frac{|F_{t,k}|}{\sum_{t \in T} F_{k,\max}} \quad (3.19)$$

e. Menggunakan metode “Reverse MW-Mile”.

Pada metode ini, biaya pengguna berdasarkan pada entitas (entity) saluran, yaitu:

$$TC_t = \sum_{k \in K} C_k \frac{F_{t,k}}{\sum_{t \in T} F_{t,\max}} \quad (3.20)$$

f. Menggunakan metode “zero MW-Mile” .

Metode ini biaya transmisi dinyatakan sebagai berikut:

$$TC_t = \sum_{k \in K} C_k \frac{F_{t,k}}{\sum_{t \in T} F_{t,\max}}, \quad \forall F_{t,k} > 0 \quad (3.21)$$

Dimana:

WC_t = biaya saluran pengguna t.

C_k = biaya pada saluran k.

$F_{t,k}$ = aliran daya pada saluran yang diakibatkan oleh pengguna t caused by user t.

$F_{t,\max}$ = kapasitas saluran k

T = kelompok pengguna.

K = kelompok saluran.

Ringkasan

Metode MW-Mile berdasarkan aliran daya merupakan satu skim metode yang paling mewakili penggunaan saluran yang sebenar. Selain mempertimbangkan jumlah daya dan arah aliran daya dalam tiap saluran, juga telah menentukan faktor jarak pengiriman daya sehingga ke beban pengguna. Dibanding dengan metode lain seperti kontrak lintasan ataupun metode post stage stamp, maka metode MW Mile berdasarkan aliran dapat memberikan biaya saluran yang paling adil dan memuaskan kepada semua pelaku dalam industri daya elektrik.

CHAPTER 6

SKEMA PEMBELIAN ENERGI LISTRIK

6.1 Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (PPA)

Perjanjian jual beli tenaga listrik (PPA) adalah kontrak untuk penjualan layanan energi, ketersediaan dan pembangkit lainnya dari produsen listrik mandiri (independent power producer / IPP). Biasanya dikembangkan antara pemilik pembangkit listrik swasta dan pembeli listrik. Kesepakatan ini banyak digunakan dalam model pembeli tunggal guna memenuhi persaingan di sektor pembangkitan. Pembeli tunggal adalah agen pembelian utama, yang mungkin merupakan operator jaringan transmisi yang melakukan peran pengiriman dan kontrol jaringan, atau sebagai alternatif perusahaan pembangkit terpadu. Namun, PPA juga dapat digunakan dalam sistem yang lebih kompetitif seperti persaingan grosir dan persaingan ritel, untuk penjualan listrik dari satu IPP ke perusahaan grosir listrik atau agregator. Pedagang grosir bisa menggabungkan pembelian dengan sejumlah PPA dengan pembelian dan penjualan spot, untuk mengumpulkan jumlah listrik yang dibutuhkan untuk melayani kontrak grosir atau eceran. Oleh karena itu, Informasi dasar yang dalam dalam perjanjian ini memuat antara lain adalah:

- a) Definisi
- b) Pembelian dan penjualan kapasitas dan energi yang dikontrak (seperti uap, air panas dan / atau air dingin dalam kasus)
- c) Pengoperasian pembangkit listrik
- d) Pembiayaan pembangkit listrik
- e) Jaminan kinerja
- f) Hukuman
- g) Pembayaran (pembayaran kapasitas yang mencakup biaya

- 1) modal dari generator dan pembayaran energi untuk
- 2) memenuhi variasi permintaan selama operasi pembangkit)
- h) Kejadian force Majeure
- i) Default dan terminasi dini
- j) Miscellaneous
- k) Syarat dan ketentuan

Unsur-unsur ekonomi utama PPA adalah klausul yang berkaitan dengan harga energi dan pembayaran untuk availability a. Namun, bab ini akan dibahas penjelasan mendalam pada harga energi, pembayaran untuk ketersediaan, pembayaran untuk tambahan dan syarat dan ketentuan lainnya.

6.2 Harga Energi

Harga energi, di Rp / MWh, adalah harga yang dibayarkan per unit output tambahan. Harga energi merupakan penentu utama pola pengiriman. Idealnya, generator harus dijalankan dalam "*merit order*", yaitu hanya generator dengan biaya operasi terendah (misalnya biaya variabel per unit) yang harus dihasilkan untuk memenuhi permintaan. Jika IPP memiliki kontrak di mana harga energi berada di atas biaya variabel outputnya, insentif untuk pengiriman yang efisien akan hilang. Pemilik IPP ingin terus berjalan setiap saat, terlepas dari biaya generator lain pada sistem dan bahkan jika IPP mengganti generator lain yang lebih murah. Di sisi lain, petugas operator akan membatasi pengiriman dari IPP kecuali pada saat biaya marjinal generator lainnya sangat tinggi; Petugas operator dapat menahan IPP dari sistem, meskipun sumbernya lebih murah daripada beberapa generator yang saat ini Sistem bekerja.

Untuk pengiriman yang efisien, petugas operator perlu mengetahui (dan membayar) biaya aktual dari variabel aktual IPP. Oleh karena itu, harga energi harus sedekat mungkin dengan biaya bahan bakar yang dibakar dalam menghasilkan 1MWh. Ditambah lagi beberapa penyisihan biaya operasi dan perawatan yang bergantung pada tingkat produksi energi. Petugas operator kemudian akan mengirimkan IPP hanya jika harganya lebih murah daripada sumber lainnya. Pemilik IPP akan acuh tak acuh terhadap pola pengiriman,

karena tidak akan berpengaruh terhadap total keuntungan. Namun, karena IPP tidak memiliki insentif tertentu untuk menjalankan, pendapatan IPP ini harus dilakukan parsial ly tergantung pada ketersediaan.

Harga energi bisa berbentuk sederhana, yakni hanya satu harga per MWh. Namun, mungkin bagi PPA untuk menentukan harga yang berbeda untuk berbagai tahap operasi, misalnya harga per start-up, dan harga yang berbeda untuk tingkat output yang berbeda. Terkadang hukuman dikenakan jika generator gagal menghasilkan sesuai dengan instruksi dari petugas operator, untuk mendorong mereka menghasilkan persis seperti yang diinstruksikan.

Harga energi dapat ditetapkan, atau ditetapkan dengan formula yang mencakup persyaratan terpisah untuk biaya bahan bakar dan tingkat konversi yang diasumsikan menjadi listrik ("efisiensi termal"). Biasanya mungkin untuk memperkirakan tingkat efisiensi dalam pembakaran. Namun, biaya bahan bakar bisa sangat bervariasi. Memperbaiki biaya bahan bakar unit di PPA akan membuat pemiliknya berisiko, jika biaya bahan bakar aktual naik. Kapan pun biaya sebenarnya naik di atas angka ini di PPA, IPP akan membuat kerugian pada setiap kWh yang dihasilkan dan pemiliknya tidak akan membiarkan hal itu dijalankan sama sekali.

Salah satu cara untuk membatasi risiko adalah dengan memasukkan biaya pembelian aktual dari bahan bakar generator dan efisiensi termalnya. Namun, harga energi dalam AKP biasanya tidak mencerminkan biaya aktual pembangkit yang dikeluarkan generator, karena peraturan ini akan menghilangkan insentif bagi IPP untuk mencari bahan bakar berbiaya rendah, atau untuk meningkatkan efisiensi operasi. Sebaliknya, harga energi dalam AKP biasanya terkait dengan eksternal, harga bahan bakar, efisiensi termal dan biaya variabel lainnya, yang tidak dipengaruhi oleh keputusan IPP itu sendiri. Pemilik IPP kemudian memiliki insentif keuntungan untuk beroperasi lebih efisien dan menemukan sumber bahan bakar yang lebih murah karena, dengan melakukannya, mereka memotong biaya mereka namun membiarkan pendapatan mereka tidak berubah.

Pengindeksan harga energi dengan cara ini memberikan insentif yang kuat untuk efisiensi, namun masih menimbulkan beberapa risiko

pada IPP, karena indeks mungkin gagal untuk mencerminkan beberapa faktor khusus yang meningkatkan biaya bahan bakar IPP (seperti kenaikan biaya transportasi lokal). Oleh karena itu, beberapa indeks harga bahan bakar mencakup penyisihan biaya bahan bakar aktual IPP, di mana mereka dapat diamati. Semakin berat indeks tersebut mencerminkan biaya bahan bakar aktual IPP, semakin rendah risiko yang dihadapi pemiliknya, namun semakin lemah insentif bagi pemilik IPP untuk meminimalkan biaya. Pemilik generator dan pembeli output generator harus menegosiasikan indeks, yang mencapai keseimbangan risiko dan insentif yang dapat diterima.

Untuk itu, harga energi harus menutupi biaya variabel output saat diminta oleh petugas operator. Ini memberikan informasi bahwa petugas operator perlu memastikan pengiriman yang efisien. Oleh karena itu, harga harus mencerminkan semaksimal mungkin biaya variabel aktual dari pembangkitan, namun harus dikaitkan dengan indeks harga bahan bakar eksternal sehingga generator tersebut dapat menjadi insentif untuk meminimalkan biaya bahan bakar (dan lainnya).

6.3 Pembayaran untuk ketersediaan (pembayaran Kapasitas)

Pembayaran ketersediaan dalam PPA dibentuk dalam dua aturan utama yaitu:

- a. Menyediakan tambahan pendapatan ke pembangkit, untuk menutupi modal dan biaya tetap lainnya yang tidak terjangkau oleh harga energi per MWh.
- b. Menyediakan insentif pada pembangkit setiap saat agar tersedia pada saat sistem membutuhkan kapasitas pembangkit.

Yang kedua dari peran ini sangat penting untuk generator mid-merit dan peak, yang perlu tersedia pada waktu-waktu tertentu dalam setahun, ketika nilai generasinya sangat tinggi. Namun, generator basis beban harus diberi sinyal representatif tentang nilai output mereka ke sistem, untuk memastikan bahwa waktu pemadaman pemeliharaan mereka bertepatan dengan periode ketika sistem berada dalam surplus dan nilai outputnya rendah.

Langkah pertama dalam menegosiasikan pembayaran yang ada adalah menyetujui tingkat target ketersediaan dalam hal tingkat MW dan sejumlah jam per tahun. Tingkat target ketersediaan dapat ditentukan untuk tahun ini secara total. Selanjutnya, PPA harus menentukan pembayaran tahunan tetap yang harus dibayar jika generator mencapai target ketersediaan. Pembayaran tahunan tetap biasanya diharapkan mencakup variabel non-generator, termasuk tingkat keuntungan normal. Akhirnya, kontrak harus menentukan sistem bonus dan hukuman ketersediaan untuk ketersediaan di atas atau di bawah tingkat target. Bonus dan penalti ini memberi generator insentif terus menerus untuk memastikan kapasitas generator tetap terjaga dan tersedia.

Pembayaran ketersediaan diperlukan untuk menutupi biaya non-variabel yang dikeluarkan untuk menjaga agar generator tetap tersedia, apakah generator diperlukan untuk menghasilkan energi atau tidak. Setiap ketersediaan MWh bernilai selisih antara nilai ekonomis output generator dan biaya variabel tambahan dari produksinya. Idealnya, insentif untuk ketersediaan harus mencerminkan nilai ekonomi aktual dari energi pada sistem secara keseluruhan dalam satu jam, namun investor dapat memilih untuk membatasi risiko mereka dengan menentukan pembayaran ketersediaan kontrak yang mencerminkan perkiraan sebelumnya dari nilai ekonomi.

Dari penjelasan di atas, pendapatan total generasi dari semua produsen listrik yang terlibat dalam model pembeli tunggal yang terdiri dari harga energi dan pembayaran ketersediaan dapat ditulis dalam persamaan matematis sebagai berikut;

$$G_i = (P_{CGi} \times C_{CGi}) + (P_{EGi} \times C_{EGi}) \quad (2.1)$$

$$G_i = G_{CGi} + C_{EGi} \quad (2.2)$$

Demikian,

$$G_T = \sum_{i=1}^k (G_{CGi} + G_{EGi}) \quad (...)$$

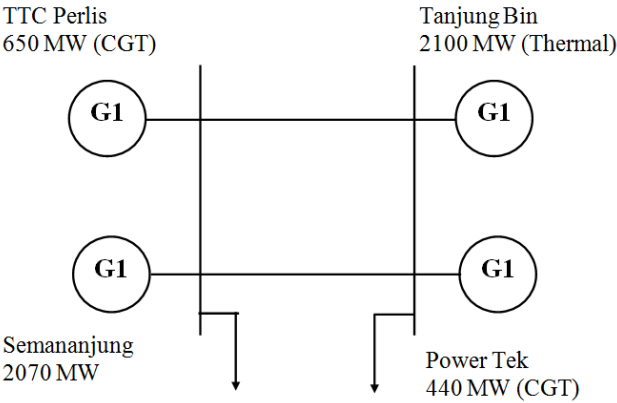
Dimana,

Tabel.6.1. Kapasitas daya Generator

P_{CGi}	=	Kapasitas daya yang tersedia oleh generator di MW
c_{CGi}	=	Kapasitas Harga untuk engan generator RM / MW / h
P_{EGi}	=	Output daya yang dihasilkan oleh generator di MW
C_{EGi}	=	Harga energi untuk generator di RM / MWh
k	=	Jumlah generator yang terlibat
G_T	=	Jumlah penghasilan generasi di RM / h

contoh 2.7

Mari kita mempertimbangkan empat generator G1, G2, G3 dan G4 beroperasi dengan tugas memasok dua beban seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.10 . Ketiga jenis permintaan beban termasuk; permintaan rendah yang adalah 1500 MW; permintaan media yang 4000 MW dan permintaan tinggi yang 5000 MW. Berbagai jenis permintaan yang digunakan untuk melihat efek dari variasi beban terhadap pendapatan generator. Jaringan transmisi diasumsikan lossless dan itu adalah operasi murni dari pasar energi. Setiap detail generator pada kapasitas terpasang dan tingkat kapasitas dan ener harga gy tercantum pada Tabel 2.2 .



Gambar.6.1. Empat generator dengan dua beban

Tabel 6.2. Informasi rinci untuk setiap generator

Generator	Tersedia Kapasitas (MW)	Range Kapasitas Sumbangan (MW)	Biaya kapasitas (RM / kW / bulan)	Harga Energi (RM / MWh)
G1	650	1-650	36 000	120
G2	2070	651 - 2720	36 000	140
G3	2100	2721 - 4820	36 000	160
G4	440	4821- 5260	36 000	180

Tabel 6.3. Pendapatan pembangkitan pada permintaan 1500 MW

Jenderal	Energi Payment (Rp)	Kapasitas Payment (RM)	Total Pembayaran (RM)
G1	78.000	32.500	110.500
G2	119.000	103.500	222.500
G3	0	105.000	105.000
G4	0	22.000	22.000

Tabel 6.4. Pendapatan pembangkitan pada permintaan 4000 MW

Jenderal	Energi Payment (Rp)	Kapasitas Payment (RM)	Total Pembayaran (RM)
G1	78.000	32.500	110.500
G2	289.800	103.500	393.300
G3	204.800	105.000	309.800
G4	0	22.000	22.000

Tabel 6.5. Pendapatan pembangkitan pada permintaan 5000 MW

Jenderal	Energi Payment (Rp)	Kapasitas Payment (RM)	Total Pembayaran (RM)
G1	78.000	32.500	110.500
G2	289.800	103.500	393.300
G3	336.000	105.000	441.000
G4	32.400	22.000	54.400

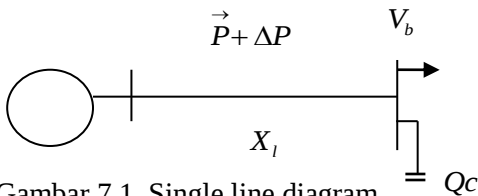
Berdasarkan tabel diatas dapat diamati bahwa tingkat harga energi yang paling mahal, G4 tidak dapat menjual listrik apapun selama permintaan rendah dan menengah. Ini berarti bahwa G4 hanya berdasarkan pada pembayaran kapasitas untuk pendapatan selama saat itu waktu. Di sisi lain, generator termurah yang G1 berhasil mendapatkan kedua pembayaran di semua jenis permintaan. Ini membuktikan bahwa permintaan termurah akan selalu dipilih sebagai beban dasar pemasok. Sementara itu generator mahal hanya dapat menyediakan pada beban puncak jam.

CHAPTER 7

PERBAIKAN METODE BIAYA TRANSMISI

7.1. Modifikasi metode Distribution Factor

Gambar 1 dibawah ini menunjukkan dampak perubahan aliran daya berdasarkan faktor daya pada sisi beban



Gambar.7.1. Single line diagram

Impedansi saluran dinyatakan sebagai berikut:

$$Z_l = R_l + jX_l \quad (5.61)$$

Daya aktif P dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$P = V.I.\cos\phi$$

dimana:

ϕ = sudut daya

Z_l = impedansi saluran

Dengan :

Dengan asumsi bahwa X_l is reaktansi saluran transmisi berdasarkan faktor daya rujukan ($\cos \phi = 0.8$), maka dengan asumsi $R_l = 0$, kita peroleh:

$$P = V^2 \cdot X_l \cdot \cos \phi \quad (5.62)$$

Dimana dengan menganggap tegangan $V_{b(ol d)}$ dan $V_{b(ne w)}$ adalah tegangan bus penerima sebelum dan sesudah perbobaikan factor daya, maka dapat dapat dinyatakan persamaa sebagai berikut:

$$P_{old} X_{ol d}, \approx P_{ne w} X_{l,ne w} \quad (5.63)$$

dimana:

$$X_{l,ne w} = \frac{X_{ol d}}{\left[\frac{P_{ne w}}{P_{ol d}} \right]} \quad (5.64)$$

Dengan memperhatikan gambar 1, maka persamaan (5.64) dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$X_{l,ne w} = \frac{X_{ol d}}{\left[\frac{P_{ol d} + \Delta P}{P_{ol d}} \right]} = \frac{X_{ol d}}{\left[1 + \frac{\Delta P}{P_{ol d}} \right]} \quad (5.65)$$

Setelah eliminasi daya $P_{(ne w)}$ and $P_{(ol d)}$, maka persamaan (13) selanjutnya dapat ditulis sebagai berikut:

$$X_{l,ne w} = \frac{X_{l,ol d}}{\left[1 + \left(\frac{\cos \phi_{ol d} - \cos \phi_{ne w}}{\cos \phi_{ol d}} \right) \right]} \quad (5.66)$$

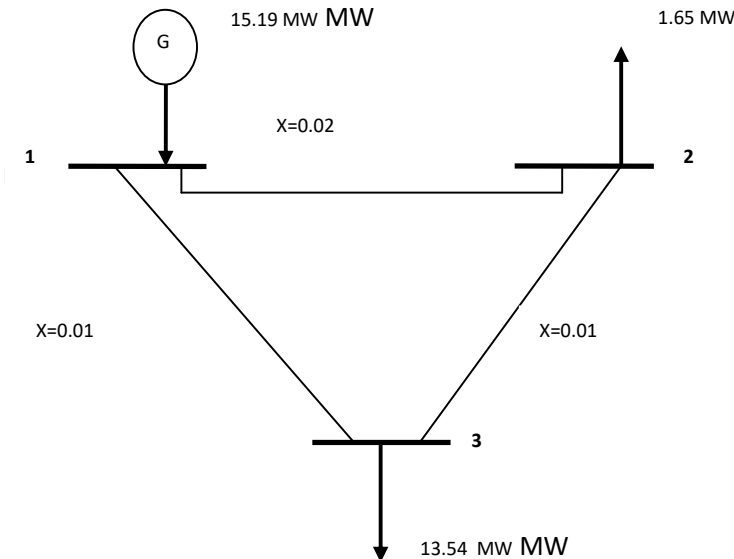
Dengan substitusi persamaan (5.66) ke (5.61), maka dapat dinyatakan suatu fakto A, yaitu:

$$A_{i-j,k}(new) = \frac{(z_{ik,new} - z_{jk,new})}{X_{ij,new}} \quad (5.67)$$

Sehngga diperoleh untuk menentuna konstribusi beban akibat factor daya, dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$C_{i-j,R}(new) = \frac{F_{i-j}(new) - \sum_{p=R} A_{i-j,k}(new).L_k}{\sum_g L_k} \quad (5.68)$$

Untuk menentukan kontribusi generator dan beban pada saluran transmisi dengan mempertimbangkan factor daya, maka digunakan metode distribusi yang telah dimodifikasi, maka kita gunakan pada kasus Sistem 3 bus seperti pada gambar berikut:



Gambar 7.1. Contoh kasus pada Sistem 3 bus sederhana.

Table 7.1. Perbandingan antara GSDF and Modified GSDF
berdasarkan faktor daya pada beban 2.

GSDF existing	Modified GSDF					
	$\cos \Phi = 0.85$ lagging			$\cos \Phi = 0.90$ lagging		
0 -0.500 -0.250	0	-0.515	-0.274	0	-0.543	-0.319
0 -0.500 -0.750	0	-0.484	-0.726	0	-0.456	-0.680
0 0.500 -0.250	0	0.484	-0.274	0	0.456	-0.319

Kasus :

Metode ini diuji pada Sistem 3 bus, terdiri atas sebuah generator (G1) dan 2 buah bus beban (L2 and L3). Metode GSDF and modifikasi metode GSDF yang telah diperoleh pada persamaa (15) dan (16), seperti tampak pada tabel 1. Metode GSDF kemudian dibandingkan dengan metode GSDF yang diusulkan, dengan berdasarkan karakteristik beban. Karakteristik beban di-estimasi dengan perubahan faktor daya pada beban 2.

Tabel 7.2 Perbandingan antara metode GLDF and Modified GLDF berdasarkan factor daya pada beban 2.

GLDF eksisting	Metode Modifikasi GLDF					
	$\cos \Phi = 0.85$ lagging			$\cos \Phi = 0.90$ lagging		
0 0.500 0.250	0	0.515	0.274	0	0.543	0.319
0 0.500 0.750	0	0.484	0.726	0	0.456	0.680
0 -0.500 0.250	0	-0.484	0.274	0	-0.456	0.319

Sama halnya dengan metode GLDF, diperoleh metode GLDF modifikasi dengan asumsi power factor 0.8, sebagai rujukan.

Tabel 7.3. Kontribusi beban pada tiap saluran.

Kontribusi beban pada tiap saluran (MW)				
Beban pada bus	Line From To	GLDF eksisting	Modified GLDF	
			cos Φ =0.85 lagging	cos Φ =0.90 lagging
L2	1 - 2	0.825	0.845	0.896
	3 - 2	0.825	0.805	0.754
	Total	1.650	1.650	1.650
L3	1 - 3	10.155	9.830	9.214
	2 - 3	3.385	3.709	4.325
	Total	13.540	13.540	13.540

7.2Studi Kasus

A. IEEE 14-bus sistem

Tabel. 7.4. Kontribusi pembangkitan pada aliran daya tiap saluran pada Sistem 14 bus IEEE

No	From	To	Beban Flow (MW)	G1 (MW)	G2 (MW)
1	1	2	147.8806	153.3859	-5.5054
2	1	5	71.1194	65.6141	5.5054
3	2	3	70.0502	58.3068	11.7434
4	2	4	55.2264	44.7617	10.4646
5	2	5	40.904	31.9687	8.9353
6	3	4	-24.1498	-21.3449	-2.8049
7	4	5	-62.3398	-55.4185	-6.9213
8	4	7	28.9851	24.4109	4.5742
9	4	9	16.6313	14.0067	2.6246
10	5	6	42.0836	35.738	6.3456
11	6	11	6.3048	5.4237	0.8811
12	6	12	7.5451	6.3935	1.1517
13	6	13	17.0337	14.4506	2.5831
14	7	8	0	0	0
15	7	9	28.9851	24.4109	4.5742
16	9	10	6.1952	5.1458	1.0494
17	9	14	9.9212	8.3278	1.5934
18	10	11	-2.8048	-2.4642	-0.3406
19	12	13	1.4451	1.2356	0.2096
20	13	14	4.9788	4.2711	0.7078

Tabel 7.4. menunjukkan pengaruh beban pada aliran daya dengan menggunakan Metode GLDF. Dapat dilihat Metode ini juga dapat menentukan kasus aliran berlawanan dalam rangkaian. Tabel ini memperlihatkan biaya transmisi yang dibagikan kepada beban dengan menggunakan Metode MW-Mile dan metode diusulkan dengan faktor

daya rujukan 0.8. Tabel ini pula berkaitan bahwa beban pada bus 2 akan membayar 5,985 k\$ apabila menggunakan Metode MW-Mile, sementara biaya fasilitas berkurang apabila menggunakan metode yang diusulkan. Sebagai contoh, metode yang diusulkan dengan faktor daya 0.85, beban hanya dibayar sebanyak 5,699 k\$ yang artinya memperoleh pengurangan sebanyak 0,286 k \$ pada biaya transmisi. Kenyataan ini juga dapat mendapati bahwa biaya transmisi terus berkurang karena faktor daya pengguna bertambah baik. Selanjutnya, biaya pengeluaran akan menurun disebabkan adanya peningkatan faktor daya.

Tabel 7.5. Biaya saluran berdasarkan Metode MW-mile dan yang diusulkan(rujukan; $\cos \Phi = 0.8$) pada Sistem 14 bus IEEE.

	MW- Mile asal (k\$)	cos Φ reference =0.8 lagging usulan (k\$)			
Bus number	k\$	Cos Φ = 0.8	Cos Φ = 0.85	cos Φ = 0.9	cos Φ = 0.95
L2	5.985	5.985	5.699	5.440	5.204
L3	58.623	58.623	55.827	53.288	50.973
L4	28.216	28.216	26.870	25.648	24.533
L5	3.836	3.836	3.653	3.487	3.335
L6	11.109	11.109	10.579	10.098	9.660
L9	31.792	31.792	30.275	28.899	27.643
L10	10.864	10.864	10.346	9.875	9.446
L11	7.807	7.807	7.435	7.097	6.788
L12	7.807	7.807	7.435	7.097	6.788
L13	16.154	16.154	15.383	14.684	14.046
L14	17.803	17.803	16.954	16.183	15.480

Tabel 7.5 menunjukkan biaya transmisi yang diterapkan kepada beban berdasarkan Metode MW-Mile dan Metode yang diusulkan dengan merujuk faktor daya 0.9 sementara faktor daya beban diubah 0,8-0,95. Ini dapat dilihat bahwa dengan Metode MW-Mile, beban pada bus 2 akan membayar biaya transmisi dengan jumlah yang sama,

walaupun faktor daya rujukan adalah berbeda. Sebaliknya, dengan metode yang diusulkan, biaya transmisi bagi beban mula meningkat apabila faktor daya beban adalah di bawah faktor daya rujukan.

Tabel 7.6. Biaya Transmisi dengan Metode MW-mile dan yang diusulkan. (rujukan; $\cos\Phi = 0.9$) pada Sistem 14 bus IEEE.

	MW Original (k\$)	Cos Φ phi reference =0.9 lagging proposed (k\$)			
Bus number	k\$	$\cos \Phi$ =0.80	$\cos \Phi$ =0.85	$\cos \Phi$ =0.90	$\cos \Phi$ =0.95
L2	5.985	6.643	6.299	5.985	5.699
L3	58.623	65.071	61.706	58.623	55.827
L4	28.216	31.319	29.700	28.216	26.870
L5	3.836	4.258	4.038	3.836	3.653
L6	11.109	12.332	11.694	11.109	10.579
L9	31.792	35.289	33.464	31.792	30.275
L10	10.864	12.059	11.436	10.864	10.346
L11	7.807	8.666	8.218	7.807	7.435
L12	7.807	8.666	8.218	7.807	7.435
L13	16.154	17.931	17.003	16.154	15.383
L14	17.803	19.762	18.740	17.803	16.954

Dari Tabel 7.6. dapat dipertunjukkan biaya transmisi yang menggunakan setiap saluran. Dengan tabel tersebut menunjukkan bahwa pada saluran L3 adalah lebih tinggi pada rujukan faktor daya 0.9 dibanding dengan faktor daya rujukan 0.8. Sebagai contoh, beban dengan faktor daya yang sebenar 0.85; 0.9 dan 0.95 dan faktor daya rujukan adalah 0.8, akan memperoleh pengurangan biaya saluran masing masing sebanyak 4.7%, 9.1% dan 13.05%. Sebaliknya, jika faktor daya rujukan adalah 0.9, beban dengan faktor daya 0.8, perlu membayar 11% biaya transmisi tambahan dan 5.26% bagi faktor daya 0.85. Sementara itu, ketika faktor daya beban membaiki kepada 0.95, maka beban akan menerima insentif pengurangan sebanyak 4.7%. Ini dapat dinyatakan bahawa biaya pengguna sesuai dengan perbezaan relatif antara faktor daya beban dan faktor daya rujukan.

B. Sistem 30 bus IEEE

Metode yang diusulkan telah diuji pada IEEE 30 sistem bus terdapat kelebihan dalam menyediakan biaya yang adil kepada pengguna. Data bus pembangkit yang pengubahsuaian adalah seperti berikut: G1 = 117.73 MW; G2 = 60. 97MW; G14 = 37MW; G22 = 21. 59MW; G23 = 19:20 MW and G27 = 29.91 MW. Jumlah beban berjumlah keseluruhan adalah 283 MW dan sistem ini dianggap tanpa kerugian.

Tabel. 5.10. Biaya saluran dengan faktor daya rujukan =0,9 pada Sistem 30 bus IEEE.

Beban	MW Mile	Biaya saluran pada cos phi ref=0,9(MW)				
No.	Tumpuan	cosphi=0,8	cosphi=0,85	cosphi=0,9	cosphi=0,95	cosphi=1
L2	16,47254351	18,53161145	17,44151666	16,47254351	15,60556754	14,82528916
L3	2,489861555	2,801094249	2,636323999	2,489861555	2,35881621	2,2408754
L4	7,276591894	8,186165881	7,704626712	7,276591894	6,893613374	6,548932705
L5	117,2816612	131,9418689	124,1805825	117,2816612	111,1089422	105,5534951
L7	29,82101378	33,54864051	31,57519107	29,82101378	28,25148674	26,83891241
L8	41,81276829	47,03936433	44,2723429	41,81276829	39,61209628	37,63149146
L10	9,690584888	10,901908	10,26061929	9,690584888	9,180554104	8,721526399
L12	15,93317121	17,92481761	16,87041658	15,93317121	15,09458325	14,33985409
L14	11,06276599	12,44561174	11,71351693	11,06276599	10,48051515	9,956489394
L15	13,64120715	15,34635804	14,4436311	13,64120715	12,92324888	12,27708644
L16	5,735433489	6,452362675	6,072811929	5,735433489	5,433568568	5,16189014
L17	15,82506109	17,80319372	16,75594703	15,82506109	14,99216314	14,24255498
L18	6,205985008	6,981733133	6,571042949	6,205985008	5,879354218	5,585386507
L19	19,3297696	21,7459908	20,46681487	19,3297696	18,3124133	17,39679264
L20	4,285557438	4,821252118	4,537649052	4,285557438	4,060001784	3,857001694
L21	33,83736376	38,06703423	35,82779692	33,83736376	32,05644988	30,45362738
L23	5,944620685	6,68769827	6,294304255	5,944620685	5,631745912	5,350158616
L24	16,61769682	18,69490892	17,5952084	16,61769682	15,7430812	14,95592714
L26	7,765259959	8,735917454	8,222039957	7,765259959	7,356562067	6,988733964
L29	5,153089622	5,797225825	5,456212541	5,153089622	4,881874379	4,63778066
L30	23,81799301	26,79524214	25,21905142	23,81799301	22,56441443	21,43619371

CHAPTER 8

DEREGULASI DAN RESTRUKTURISASI INDUSTRI KETENAGALISTRIKAN DI INDONESIA

8.1 Pendahuluan

Undang Undang deregulasi dan restrukturisasi ketenagalistrikan dimulai tahun 1985, kemudian Pemerintah bersama Dewan Perwakilan Rakyat mengeluarkan UU No 30 Tahun 2005. Namun beberapa pasal dalam UU tersebut dianulir oleh Mahkamah Konstitusi (MK). Deregulasi sektor ketenagalistrikan di Indonesia berlandaskan pada perkembangan situasi dan kondisi global dalam rangka menuju sektor industri penyediaan energi listrik yang kompetitif sesuai dengan perkembangan pasar energi listrik. Guna mendukung program pemerintah mengenai proyek percepatan pembangunan pembangkit 35.000 MW, maka telah menerbitkan Peraturan Presiden (Perpres) No 4 Tahun 2016 yang kemudian direvisi dengan Perpres No. 14 Tahun 2017 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan. Point penting dalam perpres ini mengatur model kerja sama penyediaan tenaga listrik.

Deregulasi dan restrukturisasi sektor ketenagalistrikan, umumnya ditandai dengan adanya kompetisi pasar penyediaan energy listrik dan beberapa regulasi yang mampu mengatur transaksi energi dan mekanisme pembayaran yang tidak sederhana. Regulasi yang diperlukan antara lain meliputi penataan peraturan perundangan yang mendukung, Badan Pengatur yang independent dan kredibel, struktur industri ketenagalistrikan dan aturan pelaksanaan pasar listrik, penentuan pemanfaatan fasilitas jaringan semua pengguna serta mekanisme pentarifan/pembayaran yang bersifat transparan dan akuntabel.

Dengan pengalaman beberapa Negara (Amerikan latin, Eropa, dll) yang telah menerapkan deregulasi dan restrukturisasi ketenagalistrikan, agar implementasi pasar penyediaan listrik dapat terlaksana secara efektif maka diperlukan beberapa prasyarat antara lain;

- Pasokan energi listrik pada sistem yang ada melebihi permintaan atau pasokan energi listrik harus dalam keadaan over-supply.
- Fasilitas penyaluran daya harus tersedia dengan beberapa pilihan (option) yang menerapkan Sistem transmisi terbuka (transmission open access)
- Terdapat keseimbangan posisi pelaku pasar dalam penyediaan tenaga listrik.
- Tersedia fasilitas Sistem pengukuran energi listrik (metering system) dan otoritas yang mengelola pasar listrik yang biasa disebut sebagai Market Operation System (MOS). Fungsi MOS mencakup pengelolaan penawaran pelaku pasar, menentukan harga/tariff termasuk melakukan scheduling dan penagihan.

Sejak diluncurkannya Kebijakan Deregulasi dan Restrukturisasi Sektor Ketenagalistrikan Indonesia oleh Menteri Pertambangan dan Energi pertama kali pada tahun 1998, hingga yang terbaru tahun 2017 terus mengalami perubahan. Berbagai upaya telah dilakukan untuk mewujudkan industri penyediaan energi listrik yang efisien, kompetitif, transparan, melindungi kepentingan konsumen, adil pada semua pelaku serta mampu menjamin kelangsungan tersedianya pasokan tenaga listrik dengan mutu dan harga yang layak.

8.1.1 Pemerintah sebagai regulator

Selaku regulator dalam industri ketenagalistrikan, Pemerintah dalam kerangka restrukturisasi telah melakukan berbagai langkah kegiatan antara lain adalah:

- Menyusun RUU Ketenagalistrikan pengganti UU No. 15/1985.
- Persiapan pembentukan Badan Pengatur,

- Studi tentang Grid Code, Distribution Code, Competitive Tendering Code, Tariff Code dan Market Rules Sistem Jawa Bali.
- Mempersiapkan rancangan Peraturan Pemerintah untuk memungkinkan pelaksanaan pasar Single Buyer dan yang akan mendefinisikan wilayah kompetitif dan non-kompetitif.
- Berbagai seminar/Focus Group Discussion yang dimaksudkan untuk memberikan penyamaan persepsi tentang konsep deregulasi dan restrukturisasi kepada semua pelaku dalam industri ketenagalistrikan.
- Melalui inisiatif DPR disusun RUU Ketenagalistrikan yang kemudian disampaikan kepada Pemerintah.

8.1.2 PLN Sebagai Operator

Perusahaan Listrik Negara (PLN) selaku pelaku utama pada sektor ketenagalistrikan di Indonesia merupakan pihak yang paling terpengaruh dengan adanya kebijakan restrukturisasi Pemerintah. PLN sebagai operator penting dalam industri penyedia merupakan salah satu entitas usaha terdepan yang harus siap menghadapi gelombang deregulasi dan restrukturisasi. Untuk itu, guna mengantisipasi kendala internal dan eksternal yang akan muncul dengan adanya sistem yang lebih kompetitif maka PLN telah melakukan berbagai upaya, seperti:

- Reorganisasi perusahaan melalui revitalisasi yang tadinya bersifat sentralistik menjadi entitas-entitas bisnis yang lebih mandiri dan memiliki sasaran usaha yang lebih fokus.
- Pemisahan bidang usaha yang bersifat kompetitif dan monopoli, seperti entitas pembangkit, Transmisi dan Distribusi melalui penegloalan dan manajemen yang terpisah dan dikelola secara modern.
- Merevisi dan renegotiasi kontrak listrik swasta, pelaksanaan bidding energi internal antar anak perusahaan pembangkit milik PLN, pengembangan kontrak-kontrak pembelian tenaga listrik dengan anak perusahaan pembangkit, kontrak jasa transmisi dan distribusi.

- Pengembangan sumber daya manusia melalui sertifikasi kompetensi yang diatur oleh Undang-Undang.

8.2 Strategi Pelaksanaan

Dalam rangka pengelolaan industri ketenagalistrikan secara berkelanjutan, maka diperlukan suatu landasan yang kuat dan terpadu sebagai pedoman atau panduan bagi para stakeholders dalam mengelola sumberdaya tersebut. Landasan tersebut haruslah merupakan satu kebijakan nasional yang diadopsi dan dilaksanakan oleh berbagai instansi pemerintah yang terkait serta mendapat dukungan penuh dari seluruh lapisan masyarakat. Landasan tersebut sangat diperlukan karena peraturan perundangan yang mengatur mengenai deregulasi dan restrukturisasi industri ketenagalistrikan di Indonesia belum tersusun secara komprehensif dan dalam kerangka berpikir menyeluruh (holistik) untuk pengelolaan energi. Naskah kebijakan nasional deregulasi dan restrukturisasi industri ketenagalistrikan adalah sebagai panduan dan rambu-rambu yang harus diperhatikan bagi para pembuat kebijakan dan pengambil keputusan dalam melakukan tugas dan kewenangannya dalam mengelola industri ketenagalistrikan secara berkelanjutan. Pada dasarnya naskah kebijakan ini diarahkan untuk dapat menjawab beragam isu dan permasalahan pada deregulasi dan restrukturisasi industri ketenagalistrikan yang selama ini terjadi di Indonesia.

Beberapa isu utama yang harus diperhatikan deregulasi dan restrukturisasi industri penyedia tenaga listrik, yaitu;

- (1) Undang Undang atau Peraturan yang bersifat adil dan akuntabel yang memenuhi kepentingan pelaku sektor ketenagalistrikan.
- (2) Kebutuhan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan bagi kelangsungan ekonomi nasional.
- (3) Pembagian pengelolaan pembangkit, transmisi dan distribusi.
- (4) Isu lingkungan dan desentralisasi/otonomi daerah.
- (5) Kondisi geografis dan ketersediaan sumber energi di tanah air.
- (6) Sekuriti Sistem tenaga listrik

Sesuai dengan lingkup sebagai kebijakan nasional, tidak akan menyajikan jenis-jenis kegiatan pengelolaan energi listrik. Dokumen ini sengaja tidak memberikan rincian kegiatan apa yang harus dilakukan (misalnya membuat Seminar, diskusi, dll), karena hal-hal tersebut merupakan keputusan dan pilihan yang nantinya harus diambil oleh para pemegang kepentingan (stakeholders) di daerah yang tentunya akan disesuaikan dengan situasi, kondisi dan karakteristik daerah masing-masing. Dokumen naskah kebijakan memberikan rambu rambu atau hal-hal yang harus diperhatikan apabila satu wilayah/daerah akan menyusun suatu rencana program deregulasi dan restrukturisasi industri ketenagalistrikan. Dengan pendekatan demikian diharapkan dapat menjadi satu dokumen yang selalu berguna (living document) karena rambu-rambu yang ada di dalamnya dapat selalu disempurnakan (atau bahkan direvisi) sesuai perkembangan nasional.

8.3 Konsep Pasar Energi Listrik di Indonesia

Konsep pasar energi listrik di Indonesia dapat dilihat pada UU Ketenagalistrikan 20/2002 yang mengikuti kecenderungan Sistem pasar terbuka jangka panjang yang cenderung menuju sistem MB-MS (multi buyer-multi seller). Dalam UU 20/2002, arah kebijakan industri kelistrikan Indonesia ditarnformasikan dari pola yang bersifat monopolistik, terintegrasi vertically, dengan dominasi PLN menuju struktur industri yang lebih terbuka, kompetitif, memberikan konsumen lebih banyak pilihan.

Sebagai mana halnya dengan deregulasi dan rstrukturisasi sektor ketenagalistrikan dibeberapa Negara, maka industri kelistrikan di Indonesia akan mengalami pemisahan (unbundled) menjadi komponen-komponen usaha; pembangkitan, penjualan tegangan tinggi/menengah, transmisi, distribusi dan penjualan tegangan rendah. Jenis usaha pertama dan kedua terbuka bagi kompetisi, sedangkan ketiga jenis usaha lainnya, karena sifat monopoli alamiah (natural monopoly) mereka, akan merupakan usaha yang diatur (regulated). Kegiatan penunjang lainnya seperti konsultasi, konstruksi, pengujian, pemeliharaan, riset/ pengembangan dan pelatihan sumber daya manusia akan dilakukan oleh perusahaan yang terpisah. Transaksi Jual

beli tenaga listrik antara PLN dan perusahaan pembangkit baik swasta/IPP maupun anak perusahaan PLN dilakukan melalui kontrak pembelian tenaga listrik (Power Purchase Agreement, PPA). Ketentuan-ketentuan operasional, legal dan komersial pada kontrak-kontrak tersebut sangat bervariasi.

Hingga saat ini belum terdapat kontrak biaya transmisi dan kontrak penjualan tenaga listrik kepada perusahaan distribusi, kecuali kontrak konsumen besar dengan PLN atau perusahaan non-PLN yang menjual listrik dalam suatu lokasi atau zone. Entitas pengelolaan transmisi dan distribusi daya listrik masih dilakukan oleh unit operasional yang masih menjadi satu institusi secara hukum dengan PLN. Pemisahan komponen biaya transmisi yang dikenakan kepada distribusi hanya terbatas pada transfer pricing tanpa menggunakan suatu kontrak. Dapat diartikan bahwa, biaya pemanfaatan fasilitas transmisi dimasukkan dalam biaya tarif secara lungsum. Sistem seperti ini dikelompokkan struktur *Single Buyer*, dimana PLN Pusat bertindak sebagai pembeli tunggal (single buyer).

8.4 Pasar Single Buyer*)

Umumnya dalam industri penyediaan energi listrik berlaku sebuah aturan pasar (Market Rules). Aturan Pasar Listrik dimaksudkan sebagai acuan bekerjanya pasar listrik yang memastikan hukum atau perjanjian jual beli atau aturan Pasar Listrik. Dalam Market Rules Single Buyer mencakup antara lain: definisi, latar belakang, tujuan pasar listrik dan tujuan aturan pasar listrik, peran dan tanggung jawab masing-masing pelaku pasar, penyambungan ke grid, metering, mekanisme pasar seperti proses bidding dan penanganan ancillary services, penagihan dan setelmen, interpretasi aturan pasar listrik, kondisi emergency, penyimpanan dokumen, dan publikasi informasi.

8.4.1 Model Pasar

PLN yang mengelola dan memiliki fasilitas transmisi juga menjalankan fungsi dispatch berperan sebagai agen Pembeli Tunggal (Single Buyer). PLN akan membeli listrik dari

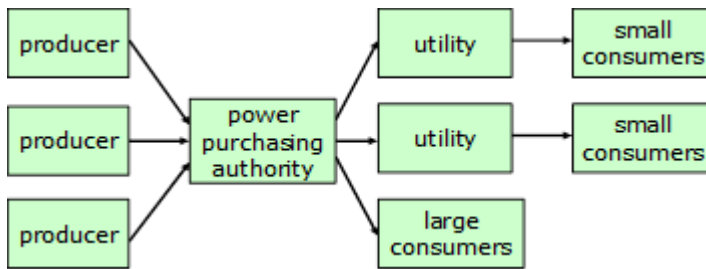
pembangkit dan menjualnya kepada perusahaan distribusi atau konsumen besar melalui sistem transmisi (lihat Gambar-1). Dispatch pembangkit dilakukan berdasarkan konsep biaya variabel termurah (merit order), yang meliputi biaya bahan bakar serta biaya variabel operasi dan pemeliharaan pembangkit.

Pengelola transmisi juga bertanggung-jawab dalam perencanaan sistem, operasi dan perawatan Sistem transmisi, menjamin investasi sistem yang optimal dan melakukan koordinasi pengembangan sistem transmisi dan pembangkitan. Sentralisasi fungsi perencanaan, operasi transmisi dan dispatch dianggap akan memfasilitasi operasi yang efisien dan perencanaan yang efektif. Pengadaan pembangkit baru akan dilaksanakan secara transparan dan melalui tender yang kompetitif (competitive bidding).

8.4.2 Pengaturan Komersial

Badan Pengatur memegang peranan penting, khususnya dalam bidang usaha transmisi dan distribusi. Peranan badan pengatur pada sisi pembangkitan akan tidak signifikan sebab interaksinya telah diatur dalam kontrak jual beli tenaga listrik atau *Power Purchase Agreement* (PPA) antara pembangkit dan perusahaan transmisi.

PPA mengatur hak dan kewajiban kedua belah pihak dalam berbagai aspek seperti finansial serta aspek operasional pembangkit dan sistem tenaga listrik. Pembayaran akan dihitung berdasarkan dua komponen pembayaran: fixed (pembayaran kapasitas) dan variabel (pembayaran energi). Pembayaran kapasitas merupakan pembayaran atas biaya-biaya tetap tahunan pembangkit seperti biaya investasi, return atas investasi, biaya tetap operasi dan pemeliharaan, dan biaya tetap lainnya. Pembayaran ini tidak tergantung pada tingkat pembebanan (dispatch) pembangkit. Sedangkan pembayaran energi, yang tergantung pada dispatch pembangkit, dimaksudkan untuk meng-kompensasi biaya bahan bakar serta biaya variabel operasi dan pemeliharaan pembangkit.



Gambar 8.1. Model Pasar Single Buyer

Pembayaran dengan dua komponen tarif ini mengalokasikan resiko sedemikian sehingga perusahaan transmisi akan menanggung resiko dispatch serta pertumbuhan beban, dan perusahaan pembangkit menanggung resiko operasi dan pemeliharaan pembangkit, sehingga memberikan insentif yang jelas bagi operasi yang efisien oleh kedua belah pihak.

Pada Sistem ini juga telah terdapat proses bidding biaya variabel untuk pembelian energi dari pembangkit. Namun, penawaran dari pembangkit dibatasi oleh suatu tingkat harga (price cap) tertentu yang diatur dalam PPA. Pembangkit akan menerima pembayaran untuk komponen fixed (kapasitas) sesuai PPA dan pembayaran energi sesuai hasil penawaran mereka. Captive Power dalam hal ini juga dibenarkan untuk ikut serta dalam proses bidding. Namun mereka hanya akan menerima pembayaran energi atas excess power yang disalurkan ke grid, sebab mereka tidak memiliki kapasitas yang firm.

Untuk pembangkit skala kecil (small power plants, SPP) diusulkan suatu tarif dan model kontrak yang standar untuk menghindari biaya administratif yang tinggi, memudahkan investor SPP dan mengurangi waktu dan biaya yang dibutuhkan dalam interaksi dengan SPP.

Single Buyer akan mengenakan tarif tenaga listrik curah (bulk supply tariff, BST) kepada konsumennya. BST ini merupakan harga transfer dari perusahaan transmisi ke konsumennya, yang dihitung berdasarkan biaya energi dan kapasitas pembangkitan. BST bisa terpisah dari biaya transmisi tergantung dari penanganan biaya transmisi yang diadopsi. BST harus dirancang sedemikian rupa agar diperoleh keseimbangan

antara kebutuhan konsumen akan harga yang stabil dan kebutuhan perusahaan transmisi terhadap fleksibilitas dalam menanggapi perubahan pola beban dan konsumsi.

Biaya sistem transmisi dirancang untuk menutupi biaya investasi, operasi dan pemeliharaan transmisi dan return yang dibutuhkan. Biaya ini harus mampu memberi sinyal kepada pengguna sistem mengenai dampak dari perilaku mereka terhadap efisiensi sistem serta biaya pengembangan sistem. Karena komponen terbesar dari biaya operasi dan pemeliharaan transmisi tergantung pada tingkat pembebanan maksimum, lokasi beban dan penggunaan sistem, maka tarif dengan dua komponen, biaya beban dan biaya energi, diusulkan untuk diadopsi. Biaya beban dikaitkan dengan kapasitas MW yang digunakan oleh pembangkit dan konsumen, sedangkan biaya energi didasarkan pada pengukuran kWh yang disalurkan. Biaya transmisi dapat dihitung berdasarkan biaya marginal atau accounting cost recovery.

Kontrak penyambungan merupakan pengaturan komersial yang juga penting pada Sistem pasar single buyer. Kontrak ini mengatur penyambungan antara pengguna grid dan perusahaan transmisi. Pengguna grid berkewajiban untuk membayar sebagian atau seluruh biaya peralatan baru yang diperlukan untuk penyambungan ke grid serta biaya operasi dan pemeliharaan dari fasilitas penyambungan yang diperuntukkan bagi mereka.

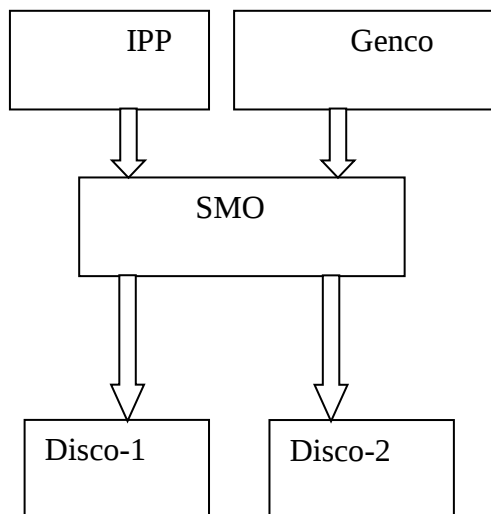
Tarif kepada konsumen akhir (retail tariff) idealnya merupakan penjumlahan dari BST dan biaya transmisi/distribusi.

Mengingat perusahaan transmisi melakukan pembelian dan penjualan, maka pada tahap ini perusahaan transmisi bisa juga berfungsi sebagai administrator bagi subsidi yang terdapat pada sistem.

8.4.3 Pasar Multi Buyer Multi Seller

Mengacu pada konsep pasar pada UU Ketenagalistrikan 20/2002 yang mengacu pada sistem MB-MS (multi buyer-multi seller), maka aturan pada Sistem pasar dengan banyak pembeli atau Multi Buyer Multi Seller (MBMS) meliputi interpretasi dari Aturan Pasar, Definisi, partisipasi pelaku pasar, administrasi, supervisi dan pelaksanaan aturan, ketentuan penyambungan grid, reliability sistem tenaga, wholesale metering, operasi sistem dan pasar bilateral, kontrak bilateral fisik dan energy forward market, kondisi emergensi, penagihan dan setelmen, pelayanan, perencanaan dan pengadaan transmisi serta masalah informasi. Aturan Pasar ini hanya mengatur interaksi dan operasi pada tingkat wholesale market saja.

Pada Sistem ini perusahaan distribusi akan memisahkan bidang usaha jaringan (monopoli) dengan usaha retail (kompetitif). Pengelola distribusi (Distribution Company, Disco) akan menyediakan pelayanan jaringan distribusi, dan Perusahaan Retail akan menyediakan jasa suplai tenaga listrik, metering, penagihan, dsb. Gambar-2 menunjukkan fungsi-fungsi yang ada pada struktur pasar MBMS. (Struktur yang menggambarkan seluruh pelaku pasar.



Perusahaan distribusi akan menyediakan jasa penyaluran melalui sistem distribusi juga dengan mekanisme kontrak baik dengan perusahaan retail, konsumen besar, maupun perusahaan pembangkit. Karena penyediaan jasa penyaluran untuk suatu

kawasan itu dikelola secara monopoli maka harga penyediaan jasa akan diatur oleh suatu badan regulasi (Regulatory Body). Perusahaan-perusahaan retail akan bersaing satu sama lain dalam memperoleh konsumennya. Konsumen akhir akan bebas memilih siapa saja yang menjadi pemasok listriknya.

Akan terdapat Wholesale Market Power Pool yang merupakan pasar jual beli tenaga listrik. Perusahaan transmisi /dispatch melakukan penyediaan jasa transmisi, dan jasa lainnya untuk keperluan operasi sistem. Perusahaan-perusahaan pembangkit akan bersaing satu sama lain dalam menjual tenaga listrik yang diproduksinya. Penjualan tenaga listrik dapat dilakukan dengan bidding melalui atau langsung kepada perusahaan retail atau konsumen besar dengan mekanisme kontrak bilateral. Konsumen besar dapat membeli tenaga listrik melalui perusahaan retail, langsung ke perusahaan pembangkit atau lewat Pool.

Kepemilikan transmisi dan fungsi operasi pasar listrik, operasi sistem serta administrasi setelmen diusulkan untuk dilaksanakan oleh satu entitas yang disebut sebagai SMO (System and Market Operator). SMO biasanya merupakan gabungan antara ISO (Independet system Operator) dan Independent Market Operator (IMO). Implikasi yang timbul dengan terbentuknya aturan pasar multi buyer ini adalah sebagai berikut :

- a. Konsekwensi pemisahan fungsi-fungsi setiap entitas komponen industri penyediaan tenaga listrik tersebut pada tahap awal akan merupakan sumber inefisiensi.
- b. Keberadaan SMO sebagai satu entitas dengan wewenang penuh terhadap sistem transmisi dalam jangka panjang akan menghasilkan operasi sistem yang lebih andal dan efisien.
- c. Wewenang penuh terhadap kepemilikan dan operasi sistem akan menghasilkan pengembangan fasilitas transmisi yang lebih baik, khususnya bila melihat proyeksi pertumbuhan beban sistem yang setiap tahun meningkat.
- d. Untuk memudahkan pengaturan dan pengawasan terhadap fungsi-fungsi tersebut, maka fungsi sistem operasi, administrasi setelmen dan kepemilikan transmisi pada SMO

harus berada dalam struktur manajemen dengan administrasi pembukuan yang terpisah.

8.5 System and Market Operator (SMO)

SMO akan mengoperasikan power pool/pasar spot yang menentukan operasi sistem dan harga listrik. Untuk dapat menghindari munculnya conflict of interests, SMO tidak dibenarkan untuk berafiliasi dengan salah satu pelaku pasar.

Pengawasan terhadap pelaksanaan fungsi SMO dapat dilakukan dengan berbagai cara, seperti pengawasan langsung oleh pelaku pasar, pengawasan melalui Komite yang mewakili semua kepentingan, atau melalui pengawasan langsung oleh badan regulator atau pemerintah. Konsultan mengusulkan pengawasan yang berbentuk Komite yang disebut dengan SMO Advisory Group, sebab bisa memastikan pelaku pasar memperoleh dan memberikan masukan mengenai pelaksanaan pasar listrik secara langsung. Di samping itu perlu pula dibentuk suatu komite pemantauan perilaku pelaku pasar (Market Surveillance Committee) khususnya pada tahap awal implementasi pasar listrik. Keberadaan Komite ini haruslah memiliki kekuatan hukum dan dikenal oleh peraturan perundangan yang berlaku *).

8.5.1. Beberapa hal yang terkait pada Sistem pasar multi buyer, yaitu*) :

Mekanisme Pasar Energi; Terdapat pasar energi real-time (spot market) yang dicacah setiap setengah jam. Pembangkit dan dispatchable load melakukan penawaran dan akan didispatch secara fisik oleh SMO berdasarkan harga termurah. Selanjutnya pelaku pasar akan menerima informasi market clearing price dari SMO.

Ancillary Services; Penyediaan ancillary services seperti cadangan operasi, pengaturan frekuensi, daya reaktif, black start dan layanan reliability must-run diperoleh melalui kontrak dengan jangka waktu maksimum 18 bulan. Pemenuhan kebutuhan ancillary services harus diupayakan dilakukan

melalui proses yang kompetitif. Layana ini mengacu pada model kontrak standar yang disetujui oleh Regulator/Pemerintah dengan prinsip cost-reimbursement.

Kongesti Transmisi; Pengelolah transmisi mengusulkan agar biaya kongesti transmisi (Biaya kongesti transmisi yaitu perbedaan antara biaya solusi dispatch optimum dan solusi dispatch akibat adanya kongesti transmisi) dialokasikan secara merata baik kepada pembangkit maupun beban. Perhitungan biaya ini mengacu pada kasus sistem Jawa-Bali sebagai single zone. Pada sistem Interkoneksi Jawa-Bali yang dianggap sebagai suatu single node system, tidak diperlukan sistem perhitungan yang lebih kompleks seperti halnya pada locational based (nodal) pricing.

Stranded Costs; Stranded Costs didefinisikan sebagai selisih antara sunk cost (capital investment dan PPA) dan net operating income (pendapatan dari penjualan layanan pembangkit dikurangi modal dan biaya operasi masa datang yang belum dikeluarkan).

Bayaran Pelaku Pasar; Pembangkit yang didispatch sesuai dengan merit order penawaran akan memperoleh pembayaran atas energi yang disalurkan sesuai dengan market clearing price. Market clearing price merupakan hasil dari optimasi pembangkitan dengan kondisi sistem yang unconstrained (tanpa kongesti). Pembangkit yang terpaksa beroperasi akibat kongesti transmisi meskipun out of merit (constrained-on unit) akan menerima pembayaran sebesar penawaran mereka. Sedangkan pembangkit yang terpaksa tidak beroperasi karena sesuatu hal teknis (constrained-off unit) akan menerima pembayaran sebesar selisih antara market clearing price dan penawaran mereka.

Ekspansi Sistem Transmisi; Pihak SMO bertanggung jawab dalam perencanaan dan identifikasi kebutuhan sistem transmisi, mengevaluasi alternatif pengembangan yang ada, dan melaksanakan proses pengadaan sesuai ketentuan. Pada beberapa kasus, ekspansi pembangunan infrastruktur transmisi membutuhkan modal besar disamping kendala pembebasan

lahan. Pengembalian biaya investasi transmisi akan ditentukan oleh regulator sebagaimana diatur dalam Aturan Tarif (Tariff Code) yang berlaku.

8.6 Kendala Implementasi Restrukturisasi

Berbagai kendala implementasi restrukturisasi yang dihadapi saat ini dapat dirangkum sebagai berikut:

- ❖ Adanya kendala infrastruktur transmisi daya listrik, sistem Jawa-Bali, Sistem Sumatera, Sistem Kalimantan, Sistem Sulawesi.
- ❖ kondisi suplai dalam memenuhi beban yang cukup terbatas
- ❖ masalah kontrak listrik swasta,
- ❖ pasar energi primer yang belum kompetitif (kecuali batu bara pada saat ini),
- ❖ peraturan perundangan yang belum mendukung.
- ❖ tarif yang belum mencerminkan tingkat pemanfaatan yang sesungguhnya,
- ❖ belum adanya aturan pentarifan untuk usaha yang monopoli.
- ❖ belum terdapat kejelasan mekanisme subsidi pada industri yang telah di-unbundling.
- ❖ belum terbentuknya Badan Pengatur yang independen dan kredibel.
- ❖ belum tersedianya sistem metering dan MOS yang memadai.
- ❖ Belum diterapkannya aturan protocol Kyoto tentang pemanfaatan energi baru terbarukan.
- ❖ Kendala sumber daya manusia yang berkualifikasi.

8.7 Penutup

Telah diuraikan gambaran konsep deregulasi dan restrukturisasi pasar energi listrik, kemajuan dan kendala implementasinya, serta opsi kebijakan yang dapat dilakukan serta proses pelaksanaannya. Jelas terlihat bahwa di samping persyaratan infrastruktur yang bersifat teknis, kesuksesan implementasi restrukturisasi juga sangat tergantung

pada kesiapan semua pihak baik Pemerintah, pelaku industri, maupun masyarakat luas selaku konsumen sektor ini.

Mengingat perubahan yang akan terjadi pada sektor ketenagalistrikan merupakan suatu langkah yang fundamental, maka kontribusi semua pihak, termasuk perguruan tinggi, dalam proses yang sedang berjalan akan sangat bermanfaat.

*). Ulysses R. Simandjuntak, I Made Ro Sakya, Sinthya Roesly, Restrukturisasi sektor ketenagalistrikan menuju pasar listrik kompetitif.[lihat rujukan no.74].

REFERENCES

- [1] Jiuping Pan, et al, Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation, *IEEE Transaction on Power Systems*, vol.15, no.4, 2000, pp.1218-1224.
- [2] M.Y. Hassan, et.al, Wheeling Charge Methodologies for Deregulated Electricity Market Using Tracing-Based Postage Stamp Methods, *International Journal of Integrated Engineering*, 2011(3):39-46.
- [3] Shirmohammadi, D. Filho, X.V. Gorenstin, B. Pereira, M.V.P. Some fundamental, technical concepts about cost based transmission pricing. *IEEE Transaction on Power System*, Vol.11, No.2, 1996, pp.1002-1008.
- [4] Armando M. Leite da Silva, João Guilherme de Carvalho Costa, and Luís Henrique Lopes Lima, A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Interconnected Energy Markets, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 2, MAY 2013, pp.740-749.
- [5] M.Murali, M.S. Kumari, M. Sydulu, A Comparison of Fixed Cost Based Transmission Pricing Methods, *Electrical and Electronic Engineering*, 2011, 1(1), pp.33-41.
- [6] W.G. Morsi, M.E.El.Hawary, "Power quality evaluation in smart grid considering modern distortion in electric power system," *Electric Power Systems Research*, no.81, pp.1117–1123, May, 2011.
- [7] Y. Dai, X.D.Liu, "A cost method for reactive power service based on power flow tracing", *Electric Power System Research* 64(2003), pp.59-65.

- [8] Motor Challenge, Reducing power faktor cost- a Program of the US.Department of Energy,availabe:<http://motor.doe.gov>.
- [9] Chi-Jui Wu et al. Power Faktor Definitions and Effect on Revenue of Electric Arc Furnace Beban,Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002, pp.93-97. <http://ieeexplore.ieee.org>.
- [10] Abdorreza Rabiee, Heidar Ali Shayanfar, Nima Amjady, “Reactive power pricing”, *IEEE power & magazine*, januari/february, 2009.
- [11] M. P. Marbun, N.I. Sinisuka, Interconnection service fee for pembangkit of industrial and arc furnace customers, *International Conference on Electrical Engineering and Informatics*, July 2011, Bandung,
- [12] M.Majidi Q, A Novel approach to allocate transmission embedded cost based on MW-Mile method under deregulated enviroment, *IEEE Electrical power & energy conference*, 2008.
- [13] K.L. Lo, M.Y. Hassan and S. Jovanovic, Assessment of MW-mile method for pricing transmission services: a negative flow-sharing approach, *IET Gener. Transm. Distrib.*, 1, (6), 2007,pp. 904–911.
- [14] Warit Anthong and Kulyos Audomvongsereem, Transmission Cost Allocation for Mixed Pool and Bilateral Markets Warit Anthong and Kulyos Audomvongsereem, <http://www.ieeexplore.ieee.org>.
- [15] F. Li, N.P. Padhy, J. Wang, B. Kuri, Development of a Novel MW+MVar-Miles Charging Methodology, 2005 *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China*,www.ieeexplore.ieee.org.
- [10] Bialek, J. Tracing the flow of electricity. IEE Proceedings-Generation Transmission and Distribution,1996. 143(4),pp. 313-320.
- [11] Hugh Rudnick, Manuel Soto, Rodrigo Palma. Use of system approaches for transmission open access pricing, *Electrical Power and Energy Systems*, 1999(21),pp.125–135.

- [12] D. Kirschen, R. Allan, and G. Strbac, "Kontribusi of individual pembangkits to bebans and flows," *IEEE Trans. Power System*, vol. 12, 1997, pp. 52-60.
- [13] Felix F. Wu, Y. Ni., and P. Wei., "Power transfer allocation for open access using graph theory – Fundamentals and applications in systems without loop flows," *IEEE Trans. Power Systems*, 2000, vol. 15, no. 3, pp.923-929.
- [14] YuXiao, PengWang, "Tracing titikal market power using proportional three method, Power Systems Conference and Exposition, 2004. *IEEE PES*
- [15] Ferdinand Gubina, David Grgi and Ivo Bani, "A Method for Determining the Pembangkits' Share in a Consumer Beban," *IEEE Transaction on Power System*, vol. 15, no. 4, 2000, pp.1376-1381.
- [16] Pantos, M., Verbic, G., & Gubina.F, "Modified topological generation and beban distribution faktors. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4)2005,pp. 1998-2005.
- [17] Lim, V. S. C., McDonald, J. D. F., & Saha, T. K. "Development of a new loss allocation method for a hybrid electricity market using graph theory. *Electric Power Systems Research*, 2009.
- [18] Shareef, Hussain et al, "Real and Reactive Power Transfer Allocation Utilizing Modified Titikal Equations," *International Journal of Emerging Electric Power Systems*: Vol. 9: Issue 6,
- [19] Abdelkader, S, "Determining pembangkits' kontribusi to bebans and saluran flows & losses considering loop flows. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 30(6-7),2008.pp. 368-375.
- [20] [Ching-Tzong Su](#), [Ji-Horng Liaw](#), "Complex power flow tracing considering convection line using nominal-T model, *International Journal of Electrical Power & Energy*, Volume 29, Issue 1, 2007, pp. 28–35,
- [21] Kaigui Xie, Jiaqi Zhou, Wenyuan Li. "Analytical model and algorithm for tracing active power flow based on extended

incidence matrix. *Electric Power Systems Research*, 79,2009,pp. 399–405.

- [22] Alturki, Y.A, Towards reactive power markets, *Generation, Transmission & Distribution, IET*, Volume: 2 , Issue: 4, 2008,pp. 516 – 529.
- [23] Shirmohammedi, D., Gribik, P.R., Law, E.T.K., Malinowaski, J.H., and O'Donnell, R.E.: 'Evaluation of transmission network capacity use for wheeling transactions', *IEEE Trans. Power Syst.*, 1989,(4), pp. 1405–1413
- [24] Janusz Bialek. Allocation of Transmission Supplementary Charge to Real and Reactive Beban, *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 13, No. 3, 1998.,pp.749-754.
- [25] R.E. Rotoras , T. Lefevre, R.B. Pacudan, Marginal transmission pricing and supplemental cost allocation method: A case of Philippines, *Electric Power Systems Research*, 63 ,2002,pp. 213:227.
- [26] Francisco D. Galiana, A.J. Conejo, Hugo A. Gil, Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges, *IEEE Transactions on Power Systems*. 18(3),2003,pp. 1425-1431.
- [27] T. Limpasuwan, J.W. Bialek, W. Ongsakul, B. Limmeechokchai, A proposal for transmission pricing methodology in Thailand based on electricity tracing and long-run average incremental cost, *Energy Policy*, 32,2004,pp. 301–308.
- [28] A.R. Abhyankar , S.A. Khaparde, Electricity transmission pricing: Tracing based point-of-connection tariff, *Electrical Power and Energy Systems*, 31 ,2009,pp. 59–66.
- [29] Duan Gang, Zhao Yang Dong, Wei Bai, Xin Feng Wang, Power flow based monetary flow method for electricity transmission and wheeling pricing, *Electric Power Systems Research*, 74 ,2005,pp. 293–305.
- [30] F. Li, N.P. Padhy, J. Wang, B. Kuri, Development of a Novel MW+MVar-Miles Charging Methodology, 2005 *IEEE/PES*

- [31] K.L. Lo, M.Y. Hassan and S. Jovanovic, Assessment of MW-mile method for pricing transmission services: a negative flow-sharing approach, *IET Gener. Transm. Distrib.*, 1, (6), 2007, pp. 904–911.
- [32] Warit Anthong and Kulyos Audomvongsereem, Transmission Cost Allocation for Mixed Pool and Bilateral Markets Warit Anthong and Kulyos Audomvongsereem, <http://www.ieeexplore.ieee.org>.
- [33] Antonio J. Conejo, Z bus Transmission Network Cost Allocation, *IEEE Transaction on Power Systems*. Vol. 22, no. 1, 2007, pp.342–349
- [34] Nikoukar. J, M.R. Haghifam, A. Parastar, Transmission cost allocation based on the modified Z-bus, *Electrical Power and Energy Systems*, 42 ,2012, pp. 31–37.
- [36] Vijay Parmeshwaran, Kumar Muthuraman, FTR-option formulation and pricing, *Electric Power Systems Research*, 79 ,2009, 1164–1170,
- [37] T. Zhang, A. Elkasrawy, B. Venkatesh, A new computational method for reactive power market clearing, *Electrical Power and Energy Systems*, 31 ,2009, 285–293
- [38] Luis olmos, A Comprehensive approach for computation and implementation of efficient electricity transmission network charges. *Energy Policy*, vol 37, No.12, 2009, pp.5285-2295.
- [39] A.R. Abhyankar a, S.A. Khaparde, Electricity transmission pricing: Tracing based point-of-connection tariff, *Electrical Power and Energy Systems* 31 2009, pp. 59–66.
- [40] Qixin Chen, Qing Xia, Chongqing Kang, Novel transmission pricing scheme based on point-to-point tariff and transaction pair matching for pool market, *Electric Power Systems Research* 80 ,2010, pp. 481–488

- [41] Manescu, et.al. Usage Based Allocation for Transmission Costs under Open Access, *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania, 2009.
- [42] C.W.Yu, et.al. Modeling and analysis of strategic forward contracting in transmission constrained power markets, *Electric Power Systems Research* 80, ,2010, pp. 354–361
- [43] G. A. Orfanos, G. T. Tziasiou, P. S. Georgilakis, Evaluation of Transmission Pricing Methodologies for Pool Based Electricity Markets, presentation at the 2011, *IEEE Trondheim PowerTech*.
- [44] Babusaheb Kharbus, Transmission Tariff Allocation Using Combined MW-Mile & Postage Stamp Methods, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies – India*, 2011
- [45] S.K. Parida, S.N. Singh, S.C. Srivastava, “Reactive power cost allocation by using a value-based approach”, *IET Gener.Transm.Distrib.* Vol. 3, No. 9, 2009 pp. 827-884.
- [46] Zhang Junfang, M.A.Qinguo, Dong Xingzhou, “Real time pricing of reactive power considering value of reactive power resources”, *CICED technical session, Distribution power market, International Conference*, 2008.
- [47] Oscar Moya, Marginal cost of transmission system adequacy for spot pricing, *Electric Power Systems Research*, vol. 61, no. 2, 2002, pp. 89-92.
- [48]. W.G. Morsi, M.E.El.Hawary, “Power quality evaluation in smart grid considering modern distortion in electric power system,” *Electric Power Systems Research*, no.81, pp.1117–1123, May, 2011.
- [49] R. Suresh and N.Kumarappan, “Genetic algorithm based power reactive optimization under deregulation”, *IET-UK International conference on information and technology in Electrical Sciences (ICTES 2007)*, Dec. 20-22, 2007, pp.150-155.
- [50]. Loe Lei Lai,” *Power system restructuring and deregulation*, Jhon Wiley & Sons, April, 2002.

- [51]. Zhaoxia Jing, Fushuan Wen, Discussion on the proving of proportional sharing principle in electricity tracing method, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian-China, 2005.
- [52]. Chunyang Zhao, K L Lo, A New Method for Charging Transmission Services In Cross-border Trading, 2010 IEEE, <http://ieeexplore.org>.
- [53]. Luis Olmos Camacho, Ignacio J. Pe´rez-Arriaga, An assessment of inter-TSO compensation algorithms in the Internal Electricity Market of the European Union, *Electrical Power and Energy Systems* 29 (2007) 699–712.
- [54]. Tarjei Kristiansen, Comparison of transmission pricing models, *Electrical Power and Energy Systems* 33 (2011) 947–953.
- [55]. M. Oloomi-Buygi a,*, M. Reza Salehizadeh, Considering system non-linearity in transmission pricing, *Electrical Power and Energy Systems* 30 (2008) 455–461.
- [56]. A. Gabaldo´n, A. Guillamo´n M.C, Ruiz S. Valero, C. A´ lvarez, M. Ortiz C. Senabre, Development of a methodology for clustering electricity-price series to improve customer response initiatives, *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2010, Vol. 4, Iss. 6, pp. 706–715.
- [57]. Yuchao Ma, Ettore F. Bompard, Roberto Napoli, and Jiang Chuanwen, Modeling the Strategic Bidding of the Producers in Competitive Electricity Markets with the Watkins' Q (λ) Reinforcement Learning, *International Journal of Emerging Electric Power Systems*: Vol. 6: Iss. 2, Article 7.
- [58]. Muhamad Zulkifli Meah, Azah Mohamed, and Salleh Serwan, Comparative Analysis of Using MW-Mile Methods in Transmission Cost Allocation for the Malaysia Power System, National Power and Energy Conference (PECon) 2003 Proceedings, Bangi, Malaysia.
- [59]. Milos Pantos, David GrgiE, Ferdinand Gubina, New Transmission Service Pricing Technique Based on **Actual** Power Flows, 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, Bologna, Italy.

- [60]. F. Song, and M. R. Irving, New Transmission Tariff Method of Transmission System: An Analysis of Cost Recovery, 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China
- [61]. Shangyou Hao, A Reactive Power Management Proposal for Transmission Operators, IEEE Transaction on Power System, 18, No. 4, November, 2003
- [62] R. Ghazi, M. B. Asadi,. Reactive Power Pricing Using Marginal Cost Theory In Competitive Electricity Markets, 2010 IEEE International Energy Conference.
- [63]. Abdorreza Rabiee, Heidar Ali Shayanfar, and Nima Amjady, reactive power pricing; problems & a proposal for a competitive market, iee power & energy magazine, january/february 2009.
- [64]. Ya-Chin Chang and Chun-Lien Su, Member, MVA Based Transmission Supplement Cost Allocation, **0-7803-7525-4/02/2002**, IEEEExplore.org.
- [65] N. H. Radzi, et.al, A Modified Postage-stamp Coverage Method for Local Load Case of Transmission Service Charges, **978-1-4577-0365-2/11,2011 IEEE,pp.379-385**.
- [66]. Gergia T. Tziasiou, George A. Orfanos, Pavlos S. Georgilakis, Nibiaya D. Hatziaargyriou, Transmission Pricing Softwar for Power Engineering Education,. 2011 Wiley Periodicals, Inc.
- [67]. M. Murali, Student Member, M.Sailaja Kumari, Member, M.Sydulu, A Comparison of Embedded Cost Based Transmission Pricing Methods, 978-1-4673-0136-7/11,2011 IEEE.
- [68]. M.Y.Hassan, M.S. Majid, F. Hussin, H.A. Rahman, K.L.Lo, Certain Considerations In Pricing Unbundled Transmission Services, First International Power and Energy Coference PECon 2006, November 28-29, 2006, Putrajaya, Malaysia,pp.272-275.

- [69]. Yi Ding, Peng Wang, Lalit Goel, Luonan Chen, and Poh Chiang Loh, A Penalty Scheme for Reducing Electricity Price Volatility, *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 25, No. 1, Feb. 2010, pp.223-233.
- [70] *IEEE Rujukan Definitions for the Measurement of Electric Power Quantiities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, or Unbalanced Conditions. IEEE std 1459-2000*, March, 2000.
- [71] W. Hofmann, J. Schlabbach, W. Just, “Reactive Power Compensation,” A Practical Guide, first edition, Jhon Wiley & Sons, ltd, United Kingdom, 2012, pp. 37-42.
- [72] Armando M. Leite da Silva, *Fellow, IEEE*, João Guilherme de Carvalho Costa, and Luís Henrique Lopes Lima, A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Interconnected Energy Markets, *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 28, No. 2, May, 2013. pp.740.748.
- [73] Report to Contact Energy, International Experience with Single Buyer Models for Electricity, 2003. Source: www.contactenergy.co.nz.
- [73] Dr. ir. L.J. (Laurens) De Vries, Design choices for electricity markets A systematic analysis, www.worldenergy.org/.
- [74] Anupama Sen, Rabindra Nepal, Tooraj Jamasb, Reforming Electricity Reforms? Empirical Evidence from Asian Economies, Oxford Institute for Energy Studies, Februari, 2016.
- [75] Hanan Nugroho, Deregulasi Setengah Hati: Tinjauan Terhadap Restrukturisasi Sektor Energi Indonesia,
- [76] Ulysses R. Simandjuntak, I Made Ro Sakya, Sinthya Roesly, Restrukturisasi sektor ketenagalistrikan menuju pasar listrik kompetitif, <https://serambihukum.wordpress.com/>.

LAMPIRAN - LAMPIRAN

TENTANG PENULIS

Dr. Ir. Syarifuddin Nojeng, M.Sc, lahir di Kota Makassar pada tahun 1964, menyelesaikan sekolah dasar hingga menengah di Kota Makassar. Memperoleh gelar Ir (Teknik Elektro) tahun 1988 di Universitas Hasanuddin, Makassar. Kemudian melanjutkan pendidikan magister Teknik Elektro, dan meraih gelar MT, pada tahun 1994 di ITB Bandung . Selanjutnya, penulis meraih gelar Ph.D dari Universiti Teknologi Malaysia (UTM) pada tahun 2014 dalam bidang Teknik Tenaga Elektrik.

Sejak tahun 1988, penulis telah menjadi staff pengajar tetap teknik elektro di Universitas Muslim Indonesia (UMI) Makassar. Saat ini, penulis merupakan lector kepala juga mengajar pada matakuliah Operasi Sistem Tenaga dan Mesin Listrik. Disela waktu mengajar, penulis juga terlibat sebagai konsultan studi kelayakan dan asesor bidang pembangkitan dan distribusi daya listrik.

Penulis telah cukup banyak menulis peper pada beberapa jurnal internasional berindeeks scopus dan juga menjadi reviwer pada beberapa jurnal internasional dalam dan luar negeri. Beberapa konferensi internasional di luar negeri telah penulis ikuti termasuk menjadi steering comitte. Penulis juga beberapa kali memperoleh dana hibah penelitian DIKTI, Pemerintah daerah dan Institusi internal universtas semuanya terkait dalam bidang deregulasi ketenagalistrikan, energy terbarukan dan kualitas daya listrik. Penulis juga terdaftar sebagai anggota Ikatan Ahli Teknik Ketenagalistrikan Indonesia (IATKI) dan anggota Institute of Electrical Electronic and Energy (IEEE).

