

# Studi Tarif Listrik Dengan Menggunakan Metode Long Run Marginal Cost Di EDTL Timor Leste

Norberto Soares, I A D Giriantari, Wayan Gede Ariastina  
Program Studi Magister Teknik Elektro, Program Pasca Sarjana Universitas Udayana  
Jln. Panglima Besar Sudirman Denpasar, Bali - Indonesia  
Email: [bertones200@yahoo.com.sg](mailto:bertones200@yahoo.com.sg)

**Abstrak**—Untuk mencukupi suplai energi listrik ke semua pelanggan, maka pemerintah telah mengalokasikan biaya investasi guna pengembangan sektor kelistrikan di Timor Leste. Biaya investasi untuk pembangunan pembangkit, transmisi 150 kV maupun sistem distribusi semuanya bersumber dari anggaran belanja negara atau *Orçamento Geral do Estado* (OGE) di Timor Leste. Selain itu setiap tahun pemerintah tetap mengalokasikan anggaran guna mempertahankan kelangsungan pengoperasian dan penyediaan energi listrik yang berkesinambungan, akibat dari kerugian yang dialami pihak EDTL setiap tahunnya. Salah satu penyebab kerugian ini yaitu mengingat penetapan tarif listrik selama ini sangat rendah dan belum sepenuhnya berdasarkan pada prinsip-prinsip tarif yang ekonomis. Untuk itu perlu menentukan tarif listrik yang memenuhi nilai keekonomian agar pihak penyedia tenaga listrik dan para konsumen bisa memperoleh keuntungan dan harga yang wajar.

Tujuan dari studi ini adalah untuk menganalisa dan mengadakan perhitungan tarif listrik yang mengacu pada nilai keekonomiannya dengan menggunakan metode long run marginal cost (LRMC). Studi ini hanya membahas tentang penentuan tarif listrik di Timor Leste dengan menggunakan metode LRMC. Sehingga dari pembahasannya akan memberikan gambaran mengenai pemanfaatan sumber daya yang seimbang antara biaya pemanfaatan energi dan biaya pasokan energi listrik.

Dari hasil analisis dan perhitungan dapat disimpulkan bahwa tarif listrik rata-rata yang diimplentasikan oleh pemerintah saat ini sebesar \$0,15/kWh tidak memberikan indikator keuntungan kepada pihak penyedia tenaga listrik. Namun, dari perhitungan dengan metode LRMC dapat diketahui bahwa tarif rata-rata yang wajar sebesar \$0,37/kWh. Dengan demikian, pihak EDTL akan memperoleh peningkatan pendapatan jika dibandingkan dengan eksisting tarif 2012.

**Kata kunci**—Studi Tarif listrik, Alokasi tarif Tiap Kategori Pelanggan, EDTL Timor Leste, Long Run Marginal Cost, PLTD Hera dan Betano.

## I. PENDAHULUAN

Timor Leste adalah negara yang baru merdeka pada tahun 2002 dengan jumlah penduduk 1,12 juta jiwa. Semenjak merdeka perkembangan sektor kelistrikan berangsur-angsur dibenahi guna memasok energi listrik ke seluruh pelanggan. Salah satunya dengan membangun pembangkit secara terpusat dengan kapasitas terpasang 250 MW dan jaringan transmisi tegangan tinggi 150 kV serta pengembangan jaringan distribusi. Seluruh biaya untuk keperluan demi kelangsungan sistem kelistrikan di Timor Leste, bersumber dari anggaran

pemerintah atau *Orçamento geral do estado* (OGE) setiap tahunnya.

Alokasi biaya untuk pembangunan pembangkit dan jaringan transmisi serta distribusi dialokasikan secara bertahap dengan jumlah secara keseluruhan US\$875,00 juta dolar [1].

Energi yang dibangkitkan setiap hari rata-rata mencapai 800 MWh [2]. Untuk menghasilkan energi listrik tersebut dibutuhkan suplai bahan bakar rata-rata 8,2 ton perjam [2]. Dilihat dari sisi biaya produksi, maka untuk menghasilkan energi tersebut sangat membutuhkan biaya yang sangat besar. Sementara di sisi lain hasil penjualan energi listrik belum cukup untuk menutupi biaya produksi. Mengingat tarif listrik yang dikenakan kepada pelanggan selama ini rata-rata sebesar \$0,15/kWh, sehingga lebih rendah daripada biaya penyediaan energi listrik. Dengan demikian pemerintah harus menambah biaya berupa subsidi untuk kelangsungan operasi pembangkit tersebut.

Untuk mengurangi alokasi subsidi dari pemerintah, maka salah satu upaya yang diperlukan adanya suatu penetapan tarif listrik yang wajar dan memenuhi aspek-aspek keekonomian. Hal ini mengacu pada Peraturan Pemerintah Timor Leste (*Decreto-Lei* N<sup>o</sup>. 13/2003) yang menetapkan EDTL sebagai Institusi pemerintah yang menangani sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, distribusi dan memberikan pelayanan serta menetapkan tarif kepada semua kategori pelanggan di Timor Leste. Berdasarkan *Decreto-Lei* tersebut untuk pasal 31, ayat 2, alinea a) dan e) yaitu bahwa tarif harus ditetapkan pada tingkat yang menjamin atau memberi peluang untuk memulihkan biaya yang dikeluarkan dalam memberikan layanan serta harus mencerminkan biaya penyediaan listrik untuk berbagai kategori pelanggan. Sedangkan ayat 4. pasal yang sama bahwa penetapan tarif untuk penjualan energi listrik ke pelanggan harus berdasarkan pada struktur biaya marginal melalui suatu perumusan, dengan mempertimbangkan daya terpasang dan energi yang dikonsumsi [13].

Penetapan tarif yang wajar dan ekonomis akan memberikan peluang kepada pihak EDTL untuk berkembang apabila nantinya beralih status menjadi badan usaha milik negara (BUMN). Mengingat berdasarkan peraturan pemerintah Timor Leste (*Decreto-Lei* No. 1/2011 tanggal 19 Januari 2011 tentang Anggaran Rumah Tangga (ART) Kementerian Infrastruktur dan Rencana Pembangunan Strategis (*Plano Estrategico Desenvolvimento de Timor Leste*) 2011 – 2030, bahwa di masa yang akan datang EDTL akan dijadikan sebagai perusahaan milik negara [14] [15].

Dengan demikian, perlu dikaji seberapa besar tarif listrik yang wajar untuk dikenakan kepada pelanggan agar perusahaan memperoleh keuntungan dan bisa berkembang.

Penentuan tarif pada tingkat studi ini menggunakan metode *long run marginal cost* (LRMC). Mengingat, metode ini dapat memberikan gambaran mengenai pemanfaatan sumber daya yang seimbang antara biaya pemanfaatan energi dan biaya pasokan energi listrik.

## II. KAJIAN PUSTAKA

### A. Metode Long Run Marginal Cost

Metode *long run marginal cost* yaitu didefinisikan sebagai penambahan biaya akibat penambahan demand atau suplai. Hal ini mengacu pada perkiraan demand atau suplai daya dan energi. Metode *long run marginal cost* digunakan untuk menghitung struktur tarif dengan mengakumulasi biaya-biaya dari pembangkit, transmisi dan distribusi. Selain itu faktor kerugian secara teknis pada transmisi dan distribusi serta perkiraan kapasitas beban dan energi dapat dijadikan parameter dalam menghitung biaya pasokan listrik di semua tingkatan suplai tegangan sampai ke konsumen. Untuk menghitung biaya beban yaitu dengan pendekatan pada metode *long run marginal capacity cost* dan *long run marginal energy cost* [10].

Metode yang digunakan merupakan suatu analisis yang dilakukan untuk memperkirakan struktur biaya marjinal dari sektor kelistrikan. Struktur ini memberikan patokan ekonomi yang diperlukan untuk desain tarif dengan tujuan untuk memperlancar keuangan pihak pengelola kelistrikan dan pemerintah. Dimana kebutuhan pendapatan diperoleh melalui konsumen sesuai dengan struktur tarif pada tiap-tiap kategori pelanggan berdasarkan atas perhitungan metode *long run marginal cost*. Biaya marjinal merupakan perkiraan secara ekonomi bahwa seberapa besar biaya akan berubah jika output berubah. Biaya marjinal melibatkan peramalan, karena perbedaan antara apa yang telah terjadi dan apa yang akan terjadi mengingat output yang berbeda. *Long run marginal cost* digunakan untuk menandakan efek atau perubahan biaya yang melibatkan beberapa perubahan dalam jumlah dan waktu investasi di masa depan [4] [6].

Tujuannya bahwa harga yang ditetapkan sebanding dengan *marginal cost* sehingga tidak merugikan pihak perusahaan maupun pihak konsumen. Dengan demikian pasokan energi listrik semakin efisien dan berkesinambungan. Jadi *Long Run Marginal Cost* (LRMC) dapat didefinisikan sebagai biaya tambahan untuk pengembangan dan pengoperasian sistem guna memenuhi permintaan yang semakin meningkat baik saat ini maupun di masa yang akan datang. LRMC menekankan keseimbangan antara kebutuhan biaya, pasokan energi serta harga yang stabil dari waktu ke waktu [4] [6].

### B. Metode Long Run Marginal Capacity Cost

*Long run marginal capacity cost* ditetapkan sebagai penambahan biaya akibat penambahan kapasitas disebabkan meningkatnya permintaan akan daya listrik. Metode *long run marginal capacity cost* digunakan untuk menentukan beban biaya marjinal pada pembangkit dan jaringan.

#### 1) Marginal Generation Capacity Cost

Metode untuk menghitung biaya marjinal kapasitas pembangkit yaitu berdasarkan atas meningkatnya permintaan dan beban puncak. Metode ini didasari atas bekerja pembangkit saat menambah beban ke sistem akibat meningkatnya permintaan. Dengan demikian akan menambah biaya tambahan

sesuai dengan penambahan kapasitas. Biaya kapasitas pembangkit diperoleh dengan pembagian antara total biaya investasi dengan total kapasitas pembangkit (\$/kW) [10]. Sehingga dapat ditulis dengan persamaan sebagai berikut:

$$C_{\text{cost}} = \frac{NPV_{\text{Cost}}}{NPV_{\text{Demand}}} = \frac{\Delta C}{\Delta L} \quad (1)$$

Untuk memperoleh biaya marjinal tahunan (\$/kW/tahun), dihitung dengan menggunakan persamaan (2). Dalam perhitungannya menggunakan fungsi PMT pada Microsoft excel dengan memperhatikan suku bunga (*discount rate*), umur ekonomis (*life time*) dan biaya kapital (*capital cost*) pembangkit. Selain itu akumulasi kerugian serta batas persediaan (*reserve margin*) dan biaya O&M tetap, juga digunakan sebagai penentu biaya marjinal tahunan (\$/kW/tahun).

$$K_a = \frac{PMT(r, T, -C_{\text{cost}})}{1} \quad (2)$$

$$M_{\text{cg}} = K_a \times \left[ \frac{(1+RM)}{(1-SL)} \right] + (C_{\text{cost}} \times F_{\text{OM}}) \quad (3)$$

Atau dari persamaan (2) dan (3), dapat ditulis menjadi persamaan (4).

$$M_{\text{cg}} = \left[ \frac{PMT(r, T, -C_{\text{cost}})}{1} \right] \times \left[ \frac{(1+RM)}{(1-SL)} \right] + (C_{\text{cost}} \times F_{\text{OM}}) \quad (4)$$

dimana:

$C_{\text{cost}}$	= Capital cost (\$/kW)
$K_a$	= Capital cost tahunan (\$/kW/tahun)
$\Delta C$	= Penambahan biaya
$\Delta L$	= Penambahan beban akibat <i>peak demand</i>
$r$	= Suku bunga (%)
$T$	= Umur ekonomis pembangkit (tahun)
$RM$	= Reserve margin (%)
$SL$	= Sation loss (%)
$F_{\text{OM}}$	= Biaya O&M tetap (% dari $C_{\text{cost}}$ )
$M_{\text{cg}}$	= Biaya marjinal pembangkit (\$/kW/tahun)

Jadi biaya tambahan kapasitas pembangkit ditentukan dengan menganalisis investasi jangka panjang dan biaya operasi dan perawatan (O&M) tetap. Sehingga biaya marjinal kapasitas pembangkit adalah biaya tahunan dari pembangkit, yang disesuaikan dengan margin cadangan dan kerugian, yang didiskontokan dari tahun pertama yang dibutuhkan ke tahun dimana biaya marjinal sedang dihitung [8] [10].

Biaya perawatan (O&M) pada pembangkit dihitung sebagai biaya tahunan per kW. Biaya O&M memiliki komponen tetap yang merupakan fungsi dari kapasitas terpasang. Sedangkan biaya O&M variabel merupakan fungsi komponen dari produksi energy. Dengan demikian jumlah LRMC pada kapasitas pembangkit merupakan penjumlahan antara biaya LRMC investasi dan biaya LRMC O&M tetap pada kapasitas pembangkit.

#### 2) Biaya Marjinal Jaringan T&D

Kapasitas transmisi dan distribusi (T&D) didesain selain untuk menyalurkan energi juga untuk mengakomodasi

meningkatnya permintaan akan energi dari pembangkit ke konsumen. Semua biaya investasi untuk jaringan transmisi dan distribusi dialokasikan untuk penambahan beban akibat meningkatnya permintaan pada jaringan T&D. Biaya marginal untuk T&D merupakan penambahan biaya rata-rata jangka panjang (LRAIC) atau yang lebih dikenal dengan *incremental average cost* (AIC). AIC dihitung dengan mendiskon semua biaya tambahan yang akan timbul di masa yang akan datang guna menyediakan permintaan tambahan yang diperkirakan dalam periode tertentu dibagi dengan nilai diskon dari demand atau permintaan beban selama periode tersebut [8] [10].

Dengan demikian AIC merupakan nilai dari seluruh investasi untuk jaringan transmisi dan distribusi disesuaikan dengan periode masa pakai (umur ekonomis) yang direncanakan dibagi dengan nilai *demand* sekarang, sesuai dengan meningkatnya beban puncak tahunan (\$/KW/tahun). Untuk menentukan AIC dapat ditulis persamaan sebagai berikut:

$$NPV_{Demand} = \frac{\Delta MW}{(1+r)^t} \tag{5}$$

$$NPV_{Cost} = \frac{I_i}{(1+r)^t} \tag{6}$$

Dari persamaan (5) dan (6), maka untuk memperoleh AIC (\$/kW) dapat dihitung dengan persamaan (7).

$$AIC = \frac{NPV_{Cost}}{NPV_{Demand}} = \sum_{i=1}^T \frac{I_i}{\Delta MW} \frac{1}{(1+r)^t} \tag{7}$$

Dari persamaan (7), maka untuk menentukan AIC tahunan (\$/kW/tahun) selain menggunakan fungsi payment (PMT) pada microsoft excel bisa juga diselesaikan dengan menggunakan persamaan (8).

$$AIC_{Tahunan} = AIC \times \left(\frac{1}{B}\right) + F_{OM} \tag{8}$$

$$B = \frac{1 - (1+r)^{-T}}{r} \tag{9}$$

Dimana:

- LRAIC = Long run average incremental cost
- $I_i$  = Biaya investasi di tahun  $i$
- T = Umur ekonomis (*Lifetime*)
- $r$  = discount rate
- MW = Incremental load tahunan
- AIC = Average incremental cost
- B = Annuity factor
- T = Umur ekonomis (tahun)
- $F_{OM}$  = O&M tetap

### C. Metode Long Run Marginal Energy Cost

*Marginal energy cost* adalah biaya untuk memasok energi (kWh) tambahan. Faktor penentu dari *long run marginal energy cost* yaitu terdiri dari biaya pengoperasian pembangkit seperti biaya bahan bakar dan biaya variabel pengoperasian dan

perawatan (*cost of O&M*), *heat rate*, *specific fuel consumption* (SFC) serta factor kerugian energi. Sehingga *long run marginal energy cost* adalah biaya yang digunakan untuk pengoperasian pembangkit dalam rangka memenuhi tingkat permintaan akan energi tambahan [4] [10].

$$F_{cost} = FF_{cost} \times SFC \tag{10}$$

Apabila biaya variabel bahan bakar dan *station loss* diperoleh beberapa persen dari biaya bahan bakar (*fuel cost*), maka untuk memperoleh biaya marginal energi ditulis dengan persamaan sebagai berikut:

$$McG = F_{cost} + VOM + SL \tag{11}$$

dimana:

- $F_{cost}$  = Biaya bahan bakar (*fuel cost*)
- $FF_{cost}$  = Harga bahan bakar (*financial fuel cost*)
- SFC = *Specific fuel consumption*
- $V_{OM}$  = Biaya variabel O&M
- SL = Station loss

### D. Kurva Beban

Demand suatu sistem adalah beban yang diterima pada sistem dalam periode waktu tertentu. Beban (*load*) bisa dalam satuan; kW, kVAr, kVA, maupun kilo ampere. Beban konsumen bervariasi ukuran tergantung pada waktu penggunaan, lama penggunaan, tegangan yang dipakai, faktor daya, puncak sesaat dan lain-lain yang sesuai kebutuhannya. Ada kalanya kebutuhan konsumen secara bersamaan dalam waktu yang sama, hal ini menyebabkan puncak dan lembah pada kurva beban. Karakteristiknya beban biasanya ditentukan oleh faktor kebutuhan (*demand factor*), faktor beban (*load factor*), faktor diversitas (*diversity factor*) dan lain-lain.

#### 1) Demand factor

Yaitu sebagai rasio maksimum demand dari sistem terhadap keseluruhan beban terhubung pada sistem (*total connected load*).

$$Demand\ factor = \frac{Maximum\ demand}{Connected\ load} \tag{12}$$

#### 2) Diversity factor ( $F_D$ )

Kebutuhan maksimum dari semua konsumen pada suatu kelompok tidak terjadi secara bersamaan. Sehingga untuk mempertimbangkan kapasitas suatu peralatan, maka jarang pula memilih peralatan yang kapasitasnya sama dengan jumlah beban maksimum. Oleh karena itu, istilah umum digunakan dalam hubungan ini adalah faktor keragaman (*diversity factor*), yang merupakan ratio dari jumlah individual *maximum demand* dari *subdivision* sistem terhadap *maximum demand* dari sistem [11] [12].

$$F_D = \frac{Sum\ of\ individual\ maximum\ demands}{Maximum\ demand\ of\ whole} \tag{13}$$

$$Peak\ F_D = \frac{Maximum\ demand\ of\ a\ consumer\ group}{Demand\ of\ consumer\ group\ at\ the\ time\ of\ system\ peak} \tag{14}$$

### 3) Coincidence factor (CF)

Merupakan rasio dari maksimum coincident (*system coincident peak*) dari total permintaan pada kelompok konsumen terhadap jumlah dari permintaan maksimum (*class coincident peak*) dari konsumen atau grup yang sama serta waktu yang sama. Oleh karena itu, *coincidence factor* merupakan kebalikan dari *diversity factor*.

$$CF = \frac{\text{System coincident peak}}{\text{Class coincident peak}} \quad (15)$$

atau

$$CF = \frac{1}{\text{Diversity factor}} \quad (16)$$

### 4) Load Factor

*Load factor* dari suatu pembangkit adalah merupakan ratio dari *average load* pada periode waktu tertentu terhadap peak load yang timbul pada periode tersebut.

$$LF = \frac{\text{Average demand}}{\text{Maximum demand}} \quad (17)$$

## III. HASIL DAN PEMBAHASAN

### A. Pengembangan Pembangkit dan Jaringan

Untuk memenuhi permintaan akan energi listrik, maka pemerintah membangun pembangkit dengan total kapasitas terpasang 250 MW. Sementara, jaringan transmisi 150 kV telah dibangun dengan jarak 800 kilometer dengan sistem *loop* yang mengelilingi seluruh wilayah Timor Leste. Sedangkan jaringan distribusi masih terus dibangun untuk mensuplai energi listrik ke semua daerah.

Berdasarkan data yang diperoleh dari EDTL, bahwa jumlah keseluruhan biaya investasi yang telah dialokasikan sebesar 875,00 juta \$US yang meliputi pembangkit 360,00 juta \$US, transmisi 315,00 juta \$US distribusi TM 115,00 juta \$US dan distribusi TR sebesar 85,00 juta \$US [1]. Pada tahun-tahun mendatang alokasi biaya investasi hanya diperuntukan pada jaringan distribusi, sedangkan untuk pembangkit dan transmisi hanya berupa biaya operasional dan perawatan.

### B. Asumsi Data Umum

Dalam penelitian, data yang digunakan sebagai referensi yaitu data sampai dengan tahun 2012, sedangkan tahun dasar dalam perhitungan penelitian yaitu 2013 dengan periode selama 15 tahun dari 2013 sampai dengan 2028. Usia ekonomis untuk pembangkit dan jaringan serta biaya O&M tetap diperoleh dari data EDTL. Sementara untuk faktor rugi jaringan diperoleh dari hasil wawancara dengan pihak EDTL dengan mengacu pada rugi jaringan PLN (Persero) berdasarkan data (*Indonesian energy outlook 2010* dan *RUPTL 2010*) serta badan standar kelistrikan EIC 2007.

Beberapa data umum yang digunakan sebagai referensi dan parameter perhitungan dalam penelitian, berdasarkan data yang dihimpun dari EDTL meliputi persentase pertumbuhan beban

dan biaya investasi, kerugian teknis, umur ekonomis pembangkit dan jaringan seperti tertera pada tabel I.

TABLE I. ASUMSI DATA UMUM DALAM PENELITIAN

No.	Asumsi data umum		Keterangan
1.	Data referensi		Data 2012
2.	Tahun dasar perhitungan		2013
3.	Jumlah tahun dalam studi		15
4.	Periode perhitungan		2013 - 2028
5.	Umur ekonomis ( <i>lifetime</i> )		
	a.	Pembangkit	30 tahun
	b.	Transmisi TT	30 tahun
	c.	Distribusi TM	25 tahun
	d.	Distribusi TR	20 tahun
6.	Mata uang		\$USD
7.	Discount rate		13%
8.	Planning reserve margin		20%
9.	Station use		2%
10.	Biaya O&M Tetap		
	a.	Pembangkit	4%
	b.	Transmisi TT	3,5%
	c.	Distribusi TM	4%
	d.	Distribusi TR	5%
	e.	V <sub>OM</sub> Fuel cost	2,5%
11.	Faktor rugi jaringan		
	a.	Rugi transmisi	2%
	b.	Rugi distribusi TM	4%
	c.	Rugi distribusi TR	6%

### C. Pertumbuhan Beban

Dari data pertumbuhan beban puncak yang dicatat oleh pihak EDTL bahwa dari tahun 2007 sampai tahun 2011 peningkatan atau pertumbuhannya hanya mencapai 3%. Namun pada tahun 2012 mencapai 7,5% dengan beban puncak 62 MW [2].

Untuk menentukan pertumbuhan beban (*incremental load*) pada masing-masing suplai tegangan dihitung dengan memperhatikan susut akibat *technical losses* pada masing-masing sumpai tegangan. Berdasarkan data yang diperoleh dari EDTL besarnya kerugian teknis untuk TT sebesar 2%, TM 4% dan TR 6%. Sehingga pengiriman beban (*delivery load*) sampai konsumen TR akan mengalami penurunan akibat kerugian pada jaringan transmisi dan distribusi serta pemakaian beban pada suplai TM yang mencapai 20%.

Dengan menggunakan persamaan (5), maka besarnya perkiraan pertumbuhan beban rata-rata dari tahun 2013 sampai 2028 setelah didiskontokan untuk masing-masing suplai tegangan diantaranya TT sebesar 37,97 MW, TM 36,45 MW dan TR sebesar 39,79 MW.

### D. Perkiraan Biaya Investasi pada Jaringan T&D

Alokasi biaya investasi untuk jaringan TT hanya berupa O&M, mengingat jaringan transmisi TT sudah selesai dibangun untuk menghubungkan seluruh wilayah Timor Leste. Sedangkan alokasi biaya investasi untuk jaringan distribusi akan terus bertambah, mengingat sebagian daerah sampai saat ini belum teraliri kelistrikan.

Guna penentuan LRAIC, maka biaya investasi awal yang sudah digunakan untuk pembangunan jaringan T&D juga diperhitungkan, namun tidak didiskontokan sebagai

pertumbuhan biaya di tahun-tahun yang akan datang. Hanya biaya investasi yang diperkirakan dalam periode penelitian yang akan didiskontokan.

Perkiraan pertumbuhan biaya investasi untuk jaringan T&D pada periode 2013 sampai dengan periode 2028, berdasarkan pada alokasi biaya pada tahun 2012. Besarnya alokasi biaya berupa investasi pada tahun 2012 untuk TT sebesar 2,45 juta \$US, TM 29 juta \$US dan untuk TR sebesar 24,75 juta \$US. Sedangkan pertumbuhan biaya investasi untuk periode 2013 sampai 2028, berdasarkan data EDTL tahun 2012 yang meliputi pertumbuhan biaya pada jaringan TT setiap tahun 2%, distribusi TM 3% dan distribusi TR sebesar 5% [2].

Dengan menggunakan persamaan (6), maka perkiraan pertumbuhan biaya investasi rata-rata dari tahun 2013 sampai 2028 setelah didiskontokan, untuk TT sebesar 19,61 juta \$US, TM 20,40 juta \$US dan TR mencapai 17,70 juta \$US.

#### E. Kurva Beban

Kebutuhan beban akan berubah sesuai dengan kebutuhan. Kebutuhan yang diplot untuk periode waktu tertentu dengan interval tertentu biasa disebut kurva beban. Interval waktu biasanya 30 menit atau 1 jam.

##### 1) Faktor beban (Load factor)

*Load factor (LF)* dihitung dari kebutuhan beban rata-rata dan beban maksimum untuk tiap-tiap suplai tegangan serta kategori konsumen. Dengan menggunakan beberapa feeder untuk mewakili kategori konsumen yang ada, maka diperoleh LF sebagai berikut: kategori rumah tangga (F-1) 54%, bisnis dan perkantoran dengan suplai TR (F-6) 66%, bisnis dengan suplai TM (F-3) 73% dan industri (F-4) 82%.

##### 2) Coincidence Factor

*Coincidence factor* ditentukan berdasarkan beban pada masing-masing kelompok atau kategori konsumen pada saat sistem mengalami beban puncak (*utility system peak*) terhadap beban maksimum pada masing-masing kategori konsumen pada waktu atau hari yang sama.

Dalam studi ini hanya menganalisa secara group atau per kategori pelanggan dan mengabaikan pemakaian individu atau kelompok dalam tiap-tiap kategori pelanggan. Sehingga besarnya nilai CF untuk kategori rumah tangga 98%, bisnis dan perkantoran dengan konsumsi tegangan rendah 92%, kategori bisnis TM 97% dan kategori industri 99%.

##### 3) Faktor kerugian

Dalam perkiraan beban pada tiap-tiap suplai tegangan tidak terlepas dari faktor kerugian yang ada. Dalam penelitian ini untuk penentuan faktor kerugian berupa rugi teknis pada waktu beban puncak dan luar waktu beban puncak dengan menggunakan data dari EDTL, yang diantaranya TT 2% dan 1,5%, TM 4% dan 3,5% serta TR 6% dan 5%.

Kerugian pada jaringan transmisi dan distribusi digunakan sebagai komulatif faktor pengali dalam penentuan biaya marjinal pada jaringan berdasarkan tingkatan suplai tegangan (TT, TM dan TR).

Kerugian non-teknis merupakan kerugian yang disebabkan adanya konsumsi atau sambungan liar, penyalahgunaan kWh meter, kesalahan pada perhitungan atau membaca kWh meter dan lain-lain. Dengan demikian kerugian non-teknis tidak digunakan sebagai faktor pengali dalam perhitungan biaya marjinal pada jaringan.

#### F. Perhitungan dengan Metode LRMC

Metode *long run marginal cost* yaitu didefinisikan sebagai penambahan biaya akibat penambahan demand atau suplai yang disebabkan meningkatnya permintaan atau pertumbuhan beban baik pada pembangkit maupun pada jaringan transmisi dan distribusi.

##### 1) Penentuan biaya marjinal pembangkit

Metode untuk menghitung biaya marjinal kapasitas pembangkit yaitu berdasarkan atas permintaan penambahan beban. Metode ini didasari atas bekerja pembangkit saat menambah beban ke sistem akibat meningkatnya permintaan, dengan demikian akan menambah biaya tambahan sesuai dengan penambahan kapasitas.

Berdasarkan biaya investasi dan kapasitas pembangkit, dan dengan menggunakan persamaan (1) maka diperoleh *capital cost* untuk tiap kW sebesar \$1.440,00/kW. Sedangkan biaya O&M tetap diperoleh 4% dari *capital cost* sebesar \$57,60/kW/tahun. Dengan menggunakan suku bunga dan umur ekonomis pembangkit pada tabel I, maka dengan menggunakan persamaan (3) diperoleh biaya marjinal secara keseluruhan pembangkit sebesar \$292,84/kW/tahun atau \$24,40/kW/bulan.

TABLE II. MARGINAL GENERATION CAPACITY COST

Production capacity cost	
Capacity of Generation (MW)	250
Invested (US\$ Million)	360,00
Marginal Unit	PLTD
Total Capital Cost (\$/KW)	\$1.440,00
Foreign (\$/KW)	\$0,00
Local (\$/KW)	\$1.440,00
Year Required	2013
Life Time (Years)	30
Discount Rate (%)	13,00%
Annualized Capital Cost	\$192,11
Reserve Margin (%)	20%
Annualized Capital Cost Plus RM (%)	120,0%
Annualized Capital Cost Plus RM (US\$)	\$230,53
Station Use (% of gross generation)	2,00%
Annualized Capital Cost Plus Station Use (US\$)	\$235,24
Fixed O&M (% of capital cost)	4%
Annualized Fixed O&M Cost (US\$)	\$57,60
Standard conversion factor	1,00
Marginal Cost (\$/KW/year)	\$292,84
Marginal Cost (\$/KW/month)	\$24,40

##### 2) Menentukan biaya marjinal jaringan

Untuk menentukan Biaya marjinal T&D, maka perlu ditentukan dulu LRAIC (\$/MW). Berdasarkan pertumbuhan beban dan biaya investasi pada jaringan T&D untuk periode 2013 - 2028 dengan menggunakan persamaan (7) diperoleh AIC untuk tiap-tiap suplai tegangan seperti terdapat pada tabel III.

TABLE III. AIC BERDASARKAN SUPLAI TEGANGAN

Tegangan Suplai	AIC (\$/kW)
TT	\$516,37
TM	\$559,78
TR	\$656,36

Dengan memperoleh nilai AIC pada tiap-tiap suplai tegangan, maka selanjutnya dapat dihitung AIC tahunan. Berdasarkan suku bunga dan umur ekonomis jaringan T&D serta biaya O&M tetap dari nilai aset pada jaringan T&D, seperti pada tabel I. Maka dengan menggunakan persamaan (8), diperoleh biaya marginal untuk tiap-tiap suplai tegangan seperti diperlihatkan pada tabel IV.

TABLE IV. BIAYA MARGINAL BERDASARKAN SUPLAI TEGANGAN

Keterangan	TT	TM	TR
Capital cost pertahun (\$/kW/Thn)	\$68,89	\$76,37	\$93,44
O&M Cost pertahun (\$/kW/Thn)	\$18,07	\$22,39	\$29,54
Total Capaital cost pertahun (\$/kW/Thn)	\$86,96	\$98,76	\$122,97
Total Capaital cost perbulan (\$/kW/bln)	\$7,25	\$8,23	\$10,25

Besarnya biaya marginal untuk transmisi TT \$7,25/kW/bulan, dan distribusi TM \$8,23/kW/bulan serta distribusi TR sebesar \$10,25/kW/bulan.

Sedangkan untuk mengakumulasi kerugian, maka biaya marginal pada pada masing-masing suplai tegangan dikalikan dengan faktor pengali. Sehingga akan terjadi peningkatan biaya marginal pada sistem jaringan sebagai akumulasi terhadap kerugian yang terjadi pada jaringan T&D. Seperti diperlihatkan pada tabel V.

TABLE V. TOTAL LRMC PADA JARINGAN T&amp;D PERBULAN

Keterangan	TT	TM	TR	Total	Faktor pengali
Busbar				0	0%
TT	7,2			7,2	2%
TM	7,5	8,2		15,8	4%
TR	8,0	8,7	10,2	27,0	6%

### 3) Menentukan biaya marginal energi

Berdasarkan data yang diperoleh dari pembangkit PLTD Hera yaitu *heat rate* 9800 KJ/kWh dengan SFC untuk waktu beban puncak 0,2505 liter/kWh dan luar waktu beban puncak *heat rate* sebesar 8500 KJ/kWh dan SFC menjadi 0,2355 liter/kWh. Sedangkan untuk station use sebesar 2% dan biaya variabel O&M sebesar 2,5% dari *fuel cost*, maka dengan menggunakan persamaan (10) dan persamaan (11) diperoleh *marginal energy cost* untuk waktu beban puncak sebesar \$0,262/kWh dan luar waktu beban puncak \$0,246/kWh, seperti tertera pada tabel VI.

TABLE VI. LRMC UNTUK ENERGI

Biaya Energi (\$/kWh)		
Keterangan	WBP	LWBP
Marginal Unit	PLTD	PLTD
Fuel	HSD	HSD
Specific Fuel Consumption (liter/kWh)	0,2505	0,2355
Financial Cost of Fuel (\$/liter)	\$1,00	\$1,00
Variable O&M (% of Fuel Cost)	2,50%	2,50%
Station Use (% of Gross Generation)	2,00%	2,00%
Fuel Cost (US\$/kWh)	\$0,251	\$0,236
Variable O&M (US\$/kWh)	\$0,006	\$0,006
Sub Total	\$0,257	\$0,241
Station Use (US\$/kWh)	\$0,005	\$0,005
Marginal Energy Cost (US\$/kWh)	\$0,262	\$0,246

% Generation Operates	100,00%	100,00%
Total Marginal Energy Cost (US\$/kWh)	\$0,262	\$0,246

Hasil LRMC energi setelah menggunakan faktor pengali untuk mengakulasi kerugian yang terjadi dari busbar sampai kepada distribusi TR, seperti ditunjukkan pada tabel VII.

TABLE VII. MARGINAL ENERGY COST

Marginal Energy Cost (\$/kWh)	Faktor Rugi Jaringan			
	WBP	LWBP	WBP	LWBP
Busbar	\$0,262	\$0,246	0,0%	0,0%
TT	\$0,267	\$0,250	2,0%	1,5%
TM	\$0,278	\$0,259	4,0%	3,5%
TR	\$0,294	\$0,272	6,0%	5,0%

### 4) Analisis hasil LRMC

Hasil dari pada perhitungan LRMC untuk pembangkit dan jaringan baik jaringan digunakan untuk menentukan biaya pada tiap-tiap kategori pelanggan.

#### a. Hasil berdasarkan suplai tegangan

Langkah-langkah yang perlu dilakukan yaitu bahwa biaya marginal untuk pembangkit dan jaringan serta biaya energi harus dikalikan dengan faktor pengali pada masing-masing suplai tegangan. Sehingga biaya marginal pembangkit akan meningkat pada suplai tegangan sebagai akumulasi kerugian yang terjadi pada sistem transmisi dan distribusi. Karena suplai daya yang didistribusikan ke TR sudah termasuk beban biaya kapasitas pembangkit yang dibebankan akibat kerugian dari busbar sampai pada distribusi TR.

TABLE VIII. TOTAL MARGINAL CAPACITY COST (\$/KW)

Keterangan	Jaringan				Total (\$/kW)	Faktor pengali	
	Pembangkit	TT	TM	TR			Jumlah
Busbar	24,4				0,0	24,4	0%
TT	24,9	7,2			7,2	32,1	2%
TM	25,9	7,5	8,2		15,8	41,7	4%
TR	27,4	8,0	8,7	10,2	27,0	54,4	6%

TABLE IX. MARGINAL CAPACITY COST DAN ENERGY COST

Ringkasan Marginal Costs dalam tegangan					
Voltage Level	Marginal Capacity			Marginal Energy	
	(US\$/kW/month)			(US\$/kWh/month)	
	Pembangkit	Jaringan	Total	WBP	LWBP
Busbar	24,40	0,00	24,40	0,262	0,246
TT	24,89	7,25	32,14	0,267	0,250
TM	25,89	15,77	41,65	0,278	0,259
TR	27,44	26,96	54,40	0,294	0,272

Besarnya biaya marginal kapasitas pembangkit dan T&D setelah menggunakan faktor pengali, seperti ditunjukkan pada tabel VIII. Sedangkan total *marginal capacity cost* dan *marginal energy cost* seperti dirangkum pada tabel IX.

#### b. Hasil berdasarkan kategori pelanggan

Hasil daripada nilai LRMC ini akan digunakan untuk menentukan besarnya biaya yang akan dikenakan kepada pelanggan. Penentuan hasil LRMC pada kategori pelanggan dengan memperhatikan karakteristik beban untuk tiap-tiap kategori pelanggan; seperti:

- 1) Pengalokasian energi untuk tiap-tiap kategori pelanggan berdasarkan waktu beban puncak (WBP) dan luar waktu beban puncak (LWBP).
- 2) *Class load factor* (LF) untuk mengekspresikan atau mengubah beban biaya (*capacity cost*) ke dalam kWh.
- 3) *Coincidence factor* (CF), digunakan untuk memperoleh total *marginal capacity cost* per bulan pada tiap-tiap kategori pelanggan.

Dengan demikian hasil atau tarif yang akan dikenakan kepada tiap-tiap kategori pelanggan merupakan penjumlahan dari *marginal capacity cost* (\$/kWh) dan *marginal energy cost* (\$/kWh), seperti pada tabel X.

TABEL X ALOKASI HASIL LRMC BERDASARKAN KATEGORI PELANGGAN

Konsumer	Tegangan Suplai	CF	LF	Peak energy share	Total Marginal cost per bulan			
					Capacity (\$/kW)	Capacity (\$/kWh)	Energy (\$/kWh)	Total (\$/kWh)
Rumah tangga	TR	0,98	0,54	0,12	53,53	0,137	0,274	0,41
Bisnis	TR	0,92	0,66	0,17	50,17	0,103	0,275	0,38
Bisnis	TM	0,97	0,73	0,29	40,31	0,076	0,264	0,34
Industri	TM	0,99	0,82	0,25	41,23	0,069	0,263	0,33
Industri	TT	1,00	0,82	0,29	32,14	0,054	0,255	0,31
Rata-rata		0,97	0,71	0,22	43,47	0,088	0,266	0,35

## IV. SIMPULAN

Berdasarkan pembahasan dan hasil perhitungan dengan menggunakan metode *long run marginal cost*, maka dapat disimpulkan bahwa:

- 1) Eksisting tarif yang ditetapkan oleh pemerintah selama ini tidak merespon dengan biaya pengoperasian kelistrikan di Timor Leste. Karena alokasi biaya untuk penyediaan suplai energi listrik lebih besar dari biaya pemakaian.
- 2) Untuk mempertahankan sistem pengoperasian, dan ketersediaan energi listrik yang berkesinambungan maka perlu untuk menetapkan tarif yang sesuai nilai keekonomiannya.
- 3) Besarnya tarif listrik yang wajar berdasarkan perhitungan dengan menggunakan metode LRMC adalah sebagai berikut:
  - a. Tarif yang dikenakan untuk kategori pelanggan rumah tangga sebesar \$0,41/kWh.
  - b. Untuk kategori pelanggan bisnis berskala kecil dan menengah masing-masing \$0,38/kWh dan \$0,34/kWh.
  - c. Sedangkan untuk kategori pelanggan bisnis berskala besar atau industri dengan menggunakan tegangan suplai 20 kV sebesar \$0,33/kWh.
  - d. Besarnya tarif rata-rata tanpa menggunakan kategori industri tegangan tinggi, maka untuk semua kategori pelanggan berdasarkan hasil LRMC sebesar \$0,37/kWh.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Contract agreement of engineering, procurement, construction and operation for National Electrical Power. Timor Leste. 2011.
- [2] Operation and maintenance monthly report for power plant and network T&D. EDTL Timor Leste. 2012.
- [3] HERC. 2013. *Issues of tariff Philosophy*. Haryana Electricity Regulatory Commission. Available from: URL: <http://herc.gov.in/documents/html/tp.html>.
- [4] Kieso, W.W. 2010. *Intermediate Accounting, Vol. 1&2, International Financial Reporting Standard (IFRS) 3<sup>th</sup> Ed.* Aptara: Penerbit John Wiley & son.
- [5] Marsudi, D. 2011. *Pembangkitan Energi Listrik, Edisi Kedua*. Jakarta: Erlangga.
- [6] Marsden, J. 2004. *Estimation of Long Run Marginal Cost (LRMC)*. Queensland: Queensland Competition Authority.
- [7] Priyanka, R. dan Chakrabarti, A. 2012. *Power Generation Pricing Model Based on Long Run Marginal Cost Methodology*. India: International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE).
- [8] Robert, J., dkk. 2008. *Estimates of Marginal Cost of 2010*. Christensen Associates Energy Consulting.
- [9] Sotkiewicz, P.M. dan Vignolo, M. 2006. *Towards a Cost Causation Based Tariff for Distribution Networks with DG*. IEEE.
- [10] Vernstrom, R. 2010. *Long Run Marginal Cost of Service Tariff Study*. Tanzania: Consulting Economist.
- [11] Singh, S.N. 2006. *Electrical Power Generation, Transmission and Distribution*, Sixth Printed. New Delhi: Asoke K. Ghosh, Prentice-Hall, India Private Limited.
- [12] Stern, F. 2013. *Methods for determining Energy Efficiency*. National Renewable energy Laboratory (NREL) Colorado - USA. [http://energy.gov/sites/prod/files/2013/07/f2/53827\\_complete.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/2013/07/f2/53827_complete.pdf)
- [13] Decreto-Lei N<sup>o</sup>. 13/2003. *Estabelece as Bases do Sistema Nacional de Electricidade*. Journal da República. República Democrática de Timor Leste.
- [14] Decreto-Lei N<sup>o</sup>. 1/2011. *Orgânica do Ministério das Infra-Estruturas*. Journal da República. República Democrática de Timor Leste.
- [15] Governo Timor Leste. 2010. *Plano Estrategico de Desenvolvimento (PED) 2011 - 2030*. Palacio do Governo. Dili.

**Halaman Ini Sengaja Dikosongkan**