

PERHITUNGAN HARGA LISTRIK DAN NON LISTRIK GTHTR SEBAGAI PERTIMBANGAN PEMBANGUNAN PLTN SMR DI INDONESIA

Mochamad Nasrullah^{*)}

Pusat Kajian Sistem Energi Nuklir (PKSEN)-BATAN
Jl. Kuningan Barat, Mampang Prapatan, Jakarta 12710
Telp/Fax : (021) 5204243 Email: nasr@batan.go.id, atau anas_maksum@yahoo.com

ABSTRAK

PERHITUNGAN HARGA LISTRIK DAN NON LISTRIK GTHTR SEBAGAI PERTIMBANGAN PEMBANGUNAN SMR DI INDONESIA. GTHTR 300 yang mempunyai suhu tinggi mampu memproduksi listrik dan non listrik (hydrogen dan air bersih). Tujuan penelitian adalah menghitung harga listrik dan non listrik pada Gas Turbine High Temperature Reactor 300 MWe (GTHTR 300). Metodologi meliputi perhitungan harga listrik dan non listrik GTHTR 300 MWe dengan menggunakan software G4Econs yang berasal dari IAEA, Hasil penelitian menunjukkan biaya pembangkit GTHTR 300 dengan kapasitas daya 275 MWe dengan menggunakan discount rate 10% dan capacity factor 90% menunjukkan biaya LUEC sebesar 42,65 mills\$/kWh, sedangkan jika discount rate 5% menunjukkan biaya LUEC sebesar 30,87 mills\$/kWh. Artinya semakin kecil discount rate yang digunakan maka semakin murah harga listriknya selisihnya sekitar 12 mills\$/kWh. Sedangkan jika kapasitas daya 275 MWe, discount rate sebesar 10%, namun capacity factor 85% maka biaya LUEC menjadi 45,10 mills\$/kWh. Selisih biaya LUEC jika capacity factor diturunkan menjadi 85% sebesar 2 sampai 3 mills\$/kWh. Hal ini menunjukkan discount rate lebih sensitif dibandingkan capacity factornya. Beberapa strategi aplikasi untuk non listrik pada GTHTR menunjukkan, jika tidak menggunakan strategi aplikasi dengan indeks 0 atau tidak menghasilkan produk sampingan maka hasilnya hanya menggunakan biaya LUEC saja. Sedangkan produk sampingan yang termurah biaya produksi sebesar 0,342 \$/m³H₂ pada strategi aplikasi ke 5 dan termahal 0,845 \$/m³H₂O pada strategi aplikasi ke 4. Hal ini menunjukkan strategi aplikasi yang mempunyai biaya produksi termurah adalah dengan memanfaatkan heat yang memproduksi hydrogen dan air dibandingkan memanfaatkan RO atau thermochemical. PLTN jenis GTHTR 300 mempunyai biaya LUEC murah juga menghasilkan produk samping dengan harga hidrogen dan airnya murah dan bisa dijadikan pertimbangan kedepan dalam mengembangkan pembangkit listrik di Indonesia.

Kata kunci: GTHTR, harga listrik dan non listrik, hydrogen, desalinasi

ABSTRACT

CALCULATION OF ELECTRICITY AND NON ELECTRICITY PRICE OF GTHTR AS CONSIDERATION DEVELOPMENT OF SMR IN INDONESIA. GTHTR 300 which has a high temperature capable of producing electric and non-electric (hydrogen and water). The purpose of research is to calculate the price of electricity and non-electricity on Gas Turbine High Temperature Reactor 300 MWe (GTHTR 300). The methodology includes the calculation of electric and non-electric GTHTR 300 MWe using software G4Econs derived from the IAEA, results showed costs GTHTR 300 plants with capacity power 275 MWe with using a discount rate of 10% and 90% capacity factor shows LUEC 42.65 mills \$ / kWh, if the discount rate of 5% show value 30.87 mills LUEC \$ / kWh. This means that the smaller the discount rate used, the low electricity price difference is about 12 mills \$ / kWh. If the capacity power is 275 MWe, the discount rate 10%, capacity factor 85% becomes 45.10 mills \$ / kWh. LUEC cost difference if capacity factor 85% between 2 and 3 mills \$ / kWh. It shows the discount rate is more sensitive than its capacity factor. Several strategies for non-electric applications on GTHTR show, if not using the application strategy with index 0 or do not produce byproducts that result only use LUEC costs. While byproducts lowest production cost of \$ 0.342 / m³H₂ on application strategy to 5 and the most expensive \$ 0.845 / m³ H₂O on application strategy to 4. This indicates that the application strategy has the lowest production cost take advantage heat that of producing hydrogen and water than that take advantage RO and thermochemical. NPP types GTHTR 300 have low-cost LUEC also produces byproducts with hydrogen and water prices are cheap and can be taken into consideration in the future in developing power plants in Indonesia

Keywords: GTHTR, Electricity Price and Non Electricity, hydrogen, desalination

1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Saat ini tren pengembangan reaktor nuklir berdaya kecil semakin terlihat. Hal ini paling tidak didorong oleh dua hal, yakni karena mahalnya biaya investasi reaktor besar dan adanya kebutuhan akan reaktor daya untuk jaringan listrik di bawah 4 GWe (secara umum, kapasitas terpasang suatu unit pembangkit tidak boleh melebihi 15% kapasitas total jaringan). Reaktor daya kecil dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan listrik di daerah dengan tingkat populasi yang rendah atau di daerah terpencil. IAEA menklasifikasikan reaktor kecil sebagai reaktor dengan daya di bawah 300 MWe. Tetapi belakangan, daya 500 MWe dapat diterima sebagai batas atas reaktor kecil^[1].

PLTN daya kecil sebagian besar komponennya telah dipabrikasi dalam bentuk modul-modul sehingga hanya tinggal merakit. Keuntungannya, waktu yang dibutuhkan untuk pembangunan lebih cepat dibandingkan jika membangun jenis reaktor konvensional^[2]. Margin keselamatan yang tinggi, mudah disesuaikan dengan jaringan yang ada, disain fleksibel (multifungsi), dan biaya modal kecil serta interval pergantian bahan bakar yang panjang (18 sampai 24 bulan) menjadi keunggulan PLTN ini, namun biaya pembangkitan cukup besar bila dibandingkan dengan PLTN berdaya besar^[3]. K. KUNITOMI, S. SHIOZAWA and Xing YAN Dengan menggunakan data referensi GTHTR 300 kapasitas daya 275 MWe merupakan kategori SMR akan dihitung harga listrik dan non listrik^[4]. *Japan Atomic Energy Agency* (JAEA) telah merancang reaktor suhu tinggi turbin gas (GTHTR 300). GTHTR 300 adalah HTGR berpendingin gas helium dan bermoderator grafit dengan daya termal 600 MWt dan temperatur 850° C. GTHTR 300 ini merupakan reaktor tipe digunakan sebagai penelitian sejak 2003^[5,6]. Penelitian ini bertujuan membangun sistem pembangkit dengan keselamatan yang tinggi dan keuntungan ekonomis, yang dilakukan dengan penyederhanaan sistem keamanan berdasarkan pengalaman *High Temperatur Testing Reactor* (HTTR) yang telah dibangun dan dioperasikan oleh JAEA. Dengan temperatur 850°C tersebut dapat dimanfaatkan selain menghasilkan listrik, juga hidrogen dan air.

Model perhitungan yang digunakan dalam menghitung harga listrik dan non listrik adalah model yang dikeluarkan oleh IAEA (*International Atomic Energy Agency*) dalam bentuk spreadsheet yaitu G4Econs yang dirilis tahun 2008^[7]. Manfaat yang dapat diperoleh dari program G4Econs ini adalah mampu menghitung harga listrik, hidrogen dan air yang dihasilkan PLTN sehingga dapat dimanfaatkan oleh industri dalam negeri untuk pembangkitan listrik dan kogenerasi yang memiliki nilai tambah tinggi sehingga akan mendorong kemandirian bangsa dalam penguasaan teknologi sumber energi dan terbarukan^[8]. Tujuan Penelitian adalah menghitung *Levelized Unit Electricity Cost* (LUEC) dan *Levelized Unit Product Cost* (LUPC) GTHTR dari kapasitas daya 300 MWe yang mempunyai satuan mills\$/kWh dengan menggunakan model G4 Econs.

1.2. Lingkup Penelitian

Dalam penelitian ini akan dikaji biaya *Levelized Unit Electricity Cost* (LUEC) dan *Levelized Unit Product Cost* (LUPC) yang menghasilkan air maupun hydrogen untuk PLTN jenis HTR, yang terbagi menjadi GTHTR 300 dengan kapasitas 275 MWe

2. METODOLOGI

Tahapan perhitungan Harga listrik akan dilakukan dengan menghitung *Levelized Unit Electricity Cost*

(LUEC) dan *Levelized Unit Product Cost* (LUPC) GTHTR 300 dengan menggunakan *software* G4Econs, termasuk beberapa strategi pada aplikasi non electricity. *Power generation cost* (PGC) adalah biaya pembangkit per kWh yang di-*levelized*, yang terdiri dari biaya kapital, biaya operasi dan pemeliharaan dan biaya bahan bakar^[1]. PGC tidak termasuk biaya transmisi, sehingga sering disebut juga *busbar cost*. Pada beberapa literatur PGC juga disebut *Levelized Unit Electricity Cost* (LUEC). Biaya pembangkit listrik dari GTHTR 300 terdiri dari komponen biaya modal, biaya operasi, biaya bahan bakar dibagi daya listrik yang dihasilkan dengan rumus perhitungan sebagai berikut^[8] :

$$PGC = \frac{I}{\left(E \sum_{t=1}^n (1+r)^{-t} \right)} + \frac{M}{E} + F \dots\dots\dots(1)$$

- PGC : *Power generation cost* (US\$/kWh)
- I : Total Biaya Investasi yang didiskontokan ke tahun COD (*commercial operation date*)
- M : Biaya operasi dan pemeliharaan per tahun
- F : Biaya bahan bakar
- E : Produksi listrik yang dibangkitkan per tahun
- r : *Discount rate*
- n : Umur pembangkit

Atau rumus LUEC lain seperti dalam referensi^[7]

$$LUEC = \frac{\sum_t (\text{Investment}_t + \text{O\&M}_t + \text{Fuel}_t + \text{Carbon}_t + \text{Decommissioning}_t) / (1+r)^t}{\sum_t ((\text{Electricity})_t / (1+r)^t)} \dots\dots\dots(2)$$

- Electricity_t* : Jumlah Listrik yang diproduksi dalam tahun t
- r : *discount rate* per tahun
- Investment_t* : Biaya Investasi dalam tahun t
- O&M_t* : Biaya Operasi dan pemeliharaan dalam tahun t
- Fuel_t* : Biaya bahan bakar dalam tahun t
- Carbon_t* : Biaya Karbon dalam tahun t
- Decommissioning_t* : Biaya *Decommissioning* dalam tahun t

Jika menghitung hanya biaya LUEC saja tanpa aplikasi non listrik, maka bisa digunakan ringkasan yang diambil dari *software* G4Econs yang dinamakan Mini G4Econs^[9]. Untuk menghitung biaya non listrik (*Levelized Unit Product Cost*) produk selain listrik seperti harga air dan harga *hydrogen*, akan digunakan rumus^[8] seperti pada rumus (3) dan rumus (4)

$$LUPC \text{ air} = (C2 - E2 \times CkWh) / W \dots\dots\dots(3)$$

- LUPC air = *Levelized Unit Product Cost* Air (\$ per m³)
- C2 = Biaya *plant* air (\$)
- E2 = *net saleable power* (kWh)
- LUEC = Biaya per saleable kWh (\$/kWh)
- W = *discounted sum of saleable non-electricity product* air (m³)

Generation IV International Forum Code of Account (GIF COA) menyediakan struktur untuk

melaporkan unsur-unsur biaya dengan awalan huruf yang menunjukkan jenis pembangkit tertentu. Kode A menunjuk pembangkit listrik, sedangkan kode B melalui F menunjuk produk pembangkit lainnya, seperti D untuk pabrik desalinasi atau E untuk pabrik produksi hidrogen. COA untuk pabrik desalinasi berdasarkan ^[10] sebagian besar literatur desalinasi nuklir menggunakan pendekatan yang digunakan dalam *Desalination Economic Evaluation Program* (DEEP), karena untuk sebagian besar teknologi tenaga nuklir, desalinasi jauh lebih kecil dari PLTN ^[11]. Meskipun ada literatur tentang cara mengalokasikan biaya umum dalam sistem energi nuklir, namun tidak ada konsensus yang jelas. *The Economic Modeling Working Group* (EMWG) merekomendasikan metode yang paling sederhana, yang disebut *power credit method* yang telah diadopsi oleh IAEA dalam DEEP untuk mengevaluasi ekonomi desalinasi nuklir ^[12]. DEEP menghitung biaya air dan listrik untuk *single plant* dan *dual plant*.

$$\text{LUPC Hidrogen} = (C2 - E2 \times \text{LUEC})/W \dots\dots\dots(4)$$

- LUPC Hidrogen = *Levelized Unit Product Cost Hydrogen* (\$ per m³)
- C2 = *Biaya plant hydrogen* (\$)
- E2 = *net saleable power* (kWh)
- LUEC = *Levelized Unit Electricity Cost* (\$/kWh)
- W = *discounted sum of saleable non-electricity product hydrogen* (m3)

Sistem energi nuklir khususnya sistem Generasi IV selain menghasilkan listrik juga dapat menghasilkan produk non-listrik seperti desalinasi air, hidrogen, atau panas (*heat*), atau bersama-sama dengan listrik. Aplikasi non-listrik dijelaskan dalam^[13] dan^[14].

2.1. Data Parameter Teknis dan Ekonomis PLTN GTHTR

Sebelum dilakukan perhitungan biaya pembangkitan listrik PLTN GTHTR, maka perlu ditentukan terlebih dahulu parameter teknis dan ekonomisnya, sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 1. Data parameter teknis dan ekonomis ini selanjutnya akan menjadi masukan bagi *software* untuk menghitung biaya pembangkitan listrik PLTN yaitu mini G4econs yang dirilis oleh IAEA pada tahun 2008.

Tabel 1. Data Parameter Teknis dan Ekonomi PLTN GTHTR

No	Keterangan	Satuan	GTHTR 300
1	Kapasitas Pembangkit	MWe net	275
2	Faktor Kapasitas	%	90
3	Efisiensi Pembangkit	%	33,4
4	Umur Teknis	Tahun	60
5	Umur Ekonomis	Tahun	40
6	Masa Konstruksi	Tahun	3
7	<i>Discount Rate</i>	%	10
8	Rata-rata <i>Burn-up</i>	GWd/ton	120

2.1.1. Biaya Investasi PLTN GTHTR

Dalam referensi menunjukkan biaya pembangunan 4 unit reaktor GTHTR 300 adalah 455.500.000 US \$ / unit (1,822 juta US \$ / pembangkit) dan biaya listrik adalah 1,658 US \$ / kWe^[4]. Satu unit pembangkit listrik mempunyai kapasitas daya *bruto* 275 MWe, dan kapasitas daya *netto* sebesar 269 MWe. Dalam referensi lain disebutkan perkiraan biaya investasi dari GTHTR 300 dari Reaktor Nuklir Generasi III antara 1300 sampai

dengan 1700 US\$/kWe^[23]. Dalam setiap unit reaktor GTHTR 300, komponen reaktor meliputi bejana tekan reaktor (*reactor pressure vessel*), komponen inti (*core components*), sistem kendali reaktivitas (*reactivity control system*), sistem penyimpanan dan penanganan bahan bakar (*fuel handling and storage system*) dan sistem pendingin bejana (*vessel cooling system*). Sistem konversi daya termasuk turbin gas, kompresor, generator, penukar panas utama (*main heat exchangers*), bejana konversi daya (*power conversion vessel*), bejana penukar panas (*heat exchanger vessel*) dan tekanan pipa. Sistem tambahan mencakup sistem pemurnian helium, penyimpanan helium (*helium storage*) dan sistem pasokan (*supply system*), sistem air pendingin, sistem manajemen radiasi, dan ventilasi dan pendingin udara sistem. Bangunan pembangkit meliputi (*reactor building housing*) 4 unit reaktor dan bangunan penukar panas umum (*common heat exchanger building*). Tabel 2 menunjukkan rincian *overnight cost*, dengan data kapasitas daya listrik bersih 275 MWe untuk GTHTR 300^[2], sementara format parameter biaya investasi menggunakan referensi yang susunan parameternya diambil dari referensi SMR tipe HTR di Amerika Serikat^[16]. Langkah perhitungan sebelum menggunakan *software G4Econs* dari IAEA adalah dengan mengidentifikasi data GTHTR dengan daya 275 MWe berdasarkan data tahun 2007 yang selanjutnya dimasukkan ke dalam format sesuai dengan referensi^[8].

Tabel 2. Data Referensi GTHTR 300^[2]

GTHTR300	Units	Unit 1
<i>Net Electrical Capacity</i>	Mwe	275
<i>Balance of Plant Structures</i>	\$ M	15
Bangunan Reaktor	\$ M	37
<i>Non-reactor Structures</i>	\$ M	22
Total Site Improvements and Structures	\$ M	73
Reaktor dan <i>Steam Generator</i>	\$ M	183
<i>Turbine Generator dan Kondensor</i>	\$ M	55
<i>Transformer and Elec. Equipment</i>	\$ M	37
<i>Cooling System and Misc. Equip.</i>	\$ M	18
Power Unit Equipment	\$ M	293
Direct Costs	\$ M	366
<i>Indirect Costs (7% of direct costs)</i>	\$ M	37
<i>First Core Costs</i>	\$ M	17
<i>DD&E Expenses</i>	\$ M	0
<i>Owner's Cost</i>	\$ M	37
<i>Overnight Cost</i>	\$ M	456
<i>Contingency 13%</i>	\$ M	68
Total Overnight Cost	\$ M	524
Total Overnight Cost per kW	\$/kW	1950

2.1.2. Biaya Bahan Bakar PLTN GTHTR

Bahan bakar PLTN dioperasikan untuk menghasilkan energi listrik selama waktu hidupnya (*life time*). Daur bahan bakar nuklir (*nuclear fuel cycle*) mencakup seluruh aktivitas mulai dari eksplorasi, penambangan, penggilingan, pemurnian, pengkayaan dan kemudian dilanjutkan dengan fabrikasi menjadi elemen bakar nuklir untuk siap digunakan dalam reaktor dan akhirnya menjadi bahan bakar bekas (*spent fuel*). *Back-end cost* merupakan biaya penanganan bahan bakar bekas sesudah dipakai dan keluar dari reaktor, berupa biaya penyimpanan sementara *on-site* di PLTN dan biaya penyimpanan lestari (*permanent storage*). *Burn-up* bahan bakar nuklir merupakan besarnya energi yang dihasilkan oleh reaktor untuk setiap metrik ton U235. Besarnya *burn-up* U235 tergantung pada teknologi reaktor yang dari tahun ke tahun terus meningkat^[17]. Nilai *burn-up*

yang dipakai pada studi ini adalah 120.000 MWd per metrik ton uranium, sesuai dengan spesifikasi *reference plant*. Secara rinci unit harga dari bahan bakar dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3. Unit Harga dari Bahan Bakar ^{12]}

Unit Harga	GTHTR 300	Unit	Loss Factor
<i>Uranium Purchase, Conversion</i>	50	US\$/kg-U	
Pengayaan	108	Kg-SWU	0,5%
<i>Fabrican</i>	4683	US\$/kg-U	1,0%
Penyimpanan	1467	US\$/kg-HM	
<i>Reprocessing</i>	8858	US\$/kg-HM	2,0%
<i>Waste disposal</i>	8208	US\$/kg-HM	
Fabrikasi Bahan bakar MOX	-	US\$/kg-HM	
<i>Uranium inventory</i>	7,1 t-U		
Pengayaan bahan bakar	14 wt%		
<i>Tails assay for enrichment</i>	0,25wt%		

2.1.3. Biaya Operasi dan Perawatan (*Operation and Maintenance Costs*)

Biaya operasi dan pemeliharaan (*O&M Cost*) termasuk biaya yang dibutuhkan untuk mengoperasikan PLTN. *O&M Cost* besarnya bergantung pada teknologi dan kapasitas daya yang terpasang^{18]} *O&M Cost* dibedakan menjadi dua, yaitu *variable O&M Cost* dan *fixed O&M Cost*. *Fixed O&M Cost* merupakan biaya operasional rutin, meliputi biaya pegawai, *property tax*, *plant insurance*, dan *life-cycle maintenance*. Variabel *O&M costs* mencakup biaya bahan bakar, *consumables materials*, pemeliharaan langsung unit pembangkit, pemeliharaan gedung pembangkit, dan pemeliharaan oleh *outsourcing*. Variabel *O&M cost* merupakan biaya yang bergantung pada fungsi produksi artinya biaya yang dikeluarkan tergantung dari produksi listrik yang dihasilkan dari PLTN SMR. Total biaya O&M dapat dilihat pada Tabel 4.

Tabel 4. Total Biaya O&M Tahun 2011 (cent\$/kWh)^{17]}

No	Deskripsi	GTHTR 300
1	Biaya <i>Fixed</i> O&M	0,6391
2	Biaya <i>Variable</i> O&M	0,3258
	Total Biaya O&M	0,9649

Tabel 5 menunjukkan parameter ekonomi dan teknis untuk Desalinasi *Plant* dan *Hydrogen Plant*. Beberapa asumsi yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut: Diasumsikan kebutuhan air pada desalinasi *plant* adalah 4.000 m³ per hari, sedangkan untuk *hydrogen plant* 5,44 mm³ H₂ per hari.

2.1.4. Masa Konstruksi Desalinasi dan Hydrogen Plant

Dalam studi ini diperkirakan masa konstruksi 36 bulan untuk desalinasi dan *hydrogen plant* sebagai acuan. Dengan masa konstruksi 36 bulan yang dinyatakan 12.000 m³ H₂O per hari, model yang digunakan dalam analisis ini adalah G4Econs.

2.1.5. Rata-rata Gaji Manajemen dan Tenaga Kerja

Gaji manajemen dan tenaga kerja mengacu pada studi kasus Tunisia. Diasumsikan biaya tenaga kerja mirip antara Tunisia dengan Indonesia^{19]}. Dalam studi ini gaji manajemen sebesar 6.000 US\$/tahun, dan gaji tenaga kerja sebesar 3.600 US\$/tahun. Dalam studi ini berdasarkan informasi dari supplier biaya investasi untuk konstruksi 1 (satu) unit desalinasi *plant* dan *hydrogen plant* diperkirakan rata-rata sebesar 3,6 juta US\$/tahun.

Tabel 5. Parameter Ekonomi dan Teknis, Parameter Desalinasi^[20] dan Hydrogen Plant^[16]

<i>Hydrogen dan Desalination plant</i>	Unit	<i>Hydrogen Plant</i>	<i>Desalination Plant</i>
Ukuran unit	m ³ /hari	4.000	5.440.000
<i>Base unit cost</i>	\$(m ³ /hari)	926,7	926,7
<i>Water and Hydrogen Plant lead time</i>	bulan	12	12
<i>Average management salary</i>	\$/tahun	6.000	6.000
<i>Average labor salary</i>	\$/tahun	3.600	3.600
<i>Biaya Specific O&M spare parts</i>	\$/m ³	0,03	0,03

2.1.6. Biaya Investasi Non Electricity Plant

Pengembangan dari konsep *cogeneration* GTHTTR untuk *industrial heat process* dan desalinasi khususnya dalam biaya investasi *hydrogen* dan desalinasi *plant* dapat dilihat pada Tabel 6.

Tabel 6. Biaya Investasi Hydrogen^[21] dan Desalination Plant^[19]

Keterangan	Units	<i>Hydrogen Plant</i>	<i>Desalination Plant</i>
Biaya langsung <i>Capital</i>	\$ juta	140,1	3,707
Biaya <i>Staff housing facilities</i>	\$ juta	0,006	0,004
Biaya <i>Staff salary-related</i>	\$ juta	0,004	0,006
Total Biaya <i>Capital Hydrogen Plant</i>	\$ juta	140,0	3,716

Sedangkan untuk biaya *operational dan maintenance* GTHTTR untuk *industrial heat process* dan desalinasi sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 7.

Tabel 7. Biaya O&M Hydrogen^[24] dan Desalination Plant^[25]

Keterangan	<i>Hydrogen Plant</i>	<i>Desalination Plant</i>
Biaya O&M tahunan untuk <i>Application Facility</i> (juta \$)	40	0.329
Biaya <i>Capital Replacement</i>	2%	2%
Biaya <i>Demolition/Decommissioning</i> (juta \$)	2	2
<i>Product density</i> dalam g/cm ³	6,260E-01	6,260E-01

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Biaya LUEC (*Levelized Unit Electricity Cost*)

Tabel 8 menunjukkan perbandingan total biaya pembangkit GTHTTR 300 dengan kapasitas daya 275 MWe dengan menggunakan *discount rate* 10% dan *capacity factor* 90% menunjukkan biaya LUEC sebesar 42,65 mills\$/kWh, sedangkan jika *discount rate* 5% menunjukkan biaya LUEC sebesar 30,87 mills\$/kWh. Artinya semakin kecil *discount rate* yang digunakan maka semakin murah harga listriknya selisihnya sekitar 12 mills\$/kWh. Sedangkan jika kapasitas daya 275 MWe, *discount rate* sebesar 10%, namun *capacity factor* 85% maka biaya LUEC menjadi 45,10 mills\$/kWh. Jadi selisih biaya LUEC jika *capacity factor* diturunkan menjadi 85% sebesar 2 sampai 3 mills\$/kWh. Ini menunjukkan *discount rate* lebih sensitif dibandingkan *capacity factornya*. Rincian rinci LUEC dapat ditunjukkan pada Tabel 8.

Table 8. Biaya LUEC (Levelized Unit Electricity Cost) GTHTR 300

Keterangan	Satuan	Capacity Factor 90%		Capacity Factor 85%	
		DR = 10%	DR = 5%	DR = 10%	DR = 5%
<i>Capital</i>	mills/kwh	25,63	13,85	27,14	14,66
<i>O&M</i>	mills/kwh	13,48	13,48	14,28	14,28
<i>Fuel Cycle</i>	mills/kwh	3,53	3,53	3,68	3,68
<i>D&D</i>	mills/kwh	0,0001	0,0002	0,0001	0,0002
TOTAL LUEC	mills/kwh	42,65	30,87	45,10	32,62

3.2. Biaya LUPC (Levelized Unit Production Cost) Hydrogendan Desalinasi (Air)

Hasil perhitungan LUPC dengan strategi aplikasi yang ditunjukkan pada Tabel 10 adalah biaya rata-rata levelized dinyatakan dalam uang konstan per unit non listrik dengan *plant* yang dibutuhkan untuk memulihkan semua total biaya termasuk biaya modal, biaya operasi dan perawatan *plant*. Hasil perhitungan LUPC GTHTR seperti yang ditunjukkan Tabel 10.

Tabel 9. Strategi Aplikasi GTHTR 300

Indeks Strategi Aplikasi	Aplikasi	Electricity User	Heat User	Both (Heat & Electricity) User	Tipe Reaktor
0	<i>No non-electricity products</i>				
1	Desalinated water (Reverse Osmosis)	1			Any
2	Hydrogen by Electrolysis	1			Any
3	Desalinated water (Multi-stage Flash Distillation)			1	Any
4	Hydrogen by thermochemical decomposition of water (Requires HTR coolant > 850C)		1		HTR
5	Hydrogen by High-Temperature electrolysis (Requires HTR coolant > 700°C)			1	HTR

Aplikasi desalinasi menunjukkan kedua pengguna untuk desalinasi air yang menggunakan listrik dan proses panas pada tingkat rendah. Listrik yang diperlukan untuk menjalankan pompa dan panas proses untuk mendorong *multistage* penyulingan *flash* (MFD) proses desalinasi. Reaktor dalam hal ini adalah GTHTR yang lebih rendah kelas uap dapat diambil dari tahap yang lebih rendah dari turbin generator di beberapa titik tertentu untuk produksi listrik. Hasil LUPC (*hydrogen* dan desalinasi) jenis GTHTR seperti yang ditunjukkan Tabel 10. Hasil perhitungan GTHTR yang menggunakan strategi aplikasi dengan indeks 0 yang menunjukkan aplikasi tidak menghasilkan produk samping maka nilainya adalah 0 hasilnya hanya menggunakan biaya LUEC saja seperti pada Tabel 8. Sedangkan jika menggunakan indeks aplikasi yang ke 1, harga air untuk 275 MWe nilainya sebesar 0,660 \$/m³. Berturut-turut dengan menggunakan strategi aplikasi ke 2, 3, 4 dan 5 maka biaya produksi Hidrogen sebesar 0,390 \$/m³, 0,362 \$/m³, 0,845 \$/m³, dan 0,342 \$/m³.

Tabel 10. Hasil Perhitungan LUPC pada GTHTR 300

Indeks Strategi Aplikasi	Aplikasi	Power yang dapat dijual (kwh(th)/yr)	Biaya tahunan (\$M/yr)	Biaya menjual power (\$M/yr)	Biaya Produksi \$/m ³ H ₂	Biaya Produksi \$/m ³ H ₂ O
0	<i>No non-electricity products</i>	-	-	-	-	-
1	Desalinated water (Reverse Osmosis)	1,77E+09	143,22	77,89	-	0,660
2	Hydrogen by Electrolysis	1,37E+09	109,91	60,12	0,390	-
3	Desalinated water (Multi-stage Flash Distillation)	4,77E+09	86,58	69,92	-	0,362
4	Hydrogen by thermochemical decomposition of water (Requires HTR coolant > 850°C)	5,40E+06	270,99	0,24	0,845	-
5	Hydrogen by High-Temperature electrolysis (Requires HTR coolant > 700°C)	1,23E+07	152,31	0,18	0,342	-

Hasil perhitungan menunjukkan biaya produksi aplikasi *hydrogen* dengan *Electrolysis* (lihat strategi aplikasi ke 2 dan 5) lebih murah dibandingkan dengan *hydrogen* dengan *thermochemical decomposition of water* (lihat strategi aplikasi ke 4). Sedangkan biaya produksi aplikasi desalinasi air menunjukkan desalinasi dengan Reverse Osmosis (RO) (lihat strategi aplikasi ke 1) lebih mahal jika dibandingkan desalinasi yang menggunakan *Multi-stage Flash Distillation* (MFD) (lihat strategi aplikasi ke 3).

4. KESIMPULAN

Biaya pembangkit GTHTR 300 dengan kapasitas daya 275 MWe dengan menggunakan *discount rate* 10% dan *capacity factor* 90% menunjukkan biaya LUEC sebesar 42,65 mills\$/kWh, sedangkan jika *discount rate* 5% menunjukkan biaya LUEC sebesar 30,87 mills\$/kWh. Artinya semakin kecil *discount rate* yang digunakan maka semakin murah harga listriknya selisihnya sekitar 12 mills\$/kWh. Sedangkan jika kapasitas daya 275 MWe, *discount rate* sebesar 10%, namun *capacity factor* 85% maka biaya LUEC menjadi 45,10 mills\$/kWh. Jadi selisih biaya LUEC jika *capacity factor* diturunkan menjadi 85% sebesar 2 sampai 3 mills\$/kWh. Artinya hal ini menunjukkan *discount rate* lebih sensitif dibandingkan *capacity factornya*.

Selain menghasilkan listrik GTHTR 300 juga menghasilkan non listrik. Ada beberapa strategi aplikasi untuk non listrik. Hasil perhitungan GTHTR 300 yang tidak menggunakan strategi aplikasi dengan indeks 0 tidak menghasilkan produk sampingan dan hasilnya hanya menggunakan biaya LUEC saja. Sedangkan produk sampingan yang termurah biaya produksi sebesar 0,342 \$/m³H₂ pada strategi aplikasi ke 5 dan termahal 0,845 \$/m³ H₂O pada strategi aplikasi ke 4.

GTHTR 300 akan menghasilkan produk sampingan seperti *hydrogen* dan desalinasi air, dan dapat disimpulkan bahwa strategi aplikasi yang mempunyai biaya produksi termurah jika menghasilkan produk sampingan berupa *hydrogen* maka sebaiknya menggunakan *hydrogen* dengan cara *electrolysis*. Sedangkan jika akan menghasilkan produk sampingan berupa desalinasi air, maka sebaiknya menggunakan desalinasi dengan menggunakan MFD. Hal ini membuktikan baik produk sampingan berupa *hydrogen* maupun desalinasi air lebih murah memanfaatkan *heat* daripada RO atau *thermochemical*. PLTN jenis GTHTR 300 mempunyai biaya LUEC murah juga menghasilkan produk samping dengan harga *hydrogen* dan airnya murah dan bisa dijadikan pertimbangan kedepan dalam mengembangkan pembangkit listrik di Indonesia

DAFTAR PUSTAKA

- [1] MOCHAMAD NASRULLAH, "Perhitungan Ekonomi dan Pendanaan PLTN SMR 100 MWe", Prosiding Seminar Nasional Teknologi Energi Nuklir, Kalbar", Oktober 2014
- [2] JAEA, "Status report 101 - Gas Turbine High Temperature Reactor (GTHTR300C), Tokyo", 2011.
- [3] K. KUNITOMI, S. SHIOZAWA and Xing YAN, "Nuclear Applied Heat Technology Division Japan Atomic Energy Agency Basic design and economical evaluation of Gas Turbine High Temperature Reactor 300", 2007.
- [4] MOCHAMAD NASRULLAH, "Perhitungan Ekonomi GTHTR 300 dengan MINI G4 ECONS sebagai Dasar Menghitung Biaya Pembangkit GTHTR 10 MWe", JPEN 2014
- [5] X. YAN, K. KUNITOMI, *et al.*, "GTHTR300 Design and Development," *Nuclear Engineering and Design*, JAERI, Japan", 2003. 222, 2-3, 247-262.
- [6] K. KUNITOMI, S. KATANISHI *et al.*, "Japan's future HTR – the GTHTR300," *Nuclear Engineering and Design*, Japan", 2004, 233, 1-3, 309-327.

- [7] EMWG, "User's Manual for G4-ECONS Version 2.0 A Generic EXCEL-based Model for Computation of the Projected Levelized Unit Electricity Cost (LUEC) and/or Levelized non-Electricity Unit Product Cost (LUPC) from Generation IV Systems", 2008.
- [8] MOCHAMAD NASRULLAH, "Perhitungan Kelayakan Ekonomi dan Pendanaan PLTN SMLR di Propinsi Bangka Belitung", Laporan Block Grant, 2010.
- [9] K WILLIAM, "Software MiniG4Econs", USA, 2007
- [10] ESCWA, 2001, *Water Desalination Technologies in the ESCWA Member Countries*. Economic and Social Commission for Western Asia, United Nations, New York, NY, U.S.
- [11] Bogart, S.L., and Schultz, K., 2004. "Water desalination as a possible opportunity for the GT- and H2-MHR," *Proceedings of ICAPP '04*, held June 13-17, 2004, in Pittsburgh, PA, U.S.
- [12] IAEA, 2000, *Introduction of Nuclear Desalination: A Guidebook*, International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria
- [13] IAEA, 2002, *Market Potential for Non-Electric Applications of Nuclear Energy*, International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria. http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/TRS410_web.pdf
- [14] NEA, 2004, *Non-Electricity Products of Nuclear Energy*, Nuclear Energy Agency of the Organisation for Economic Cooperation and Development, Paris, France. <http://www.nea.fr/html/ndd/reports/2004/non-electricity-products.pdf>
- [15] EMWG, "User's Manual for G4-ECONS Version 2.0 A Generic EXCEL-based Model for Computation of the Projected Levelized Unit Electricity Cost (LUEC) and/or Levelized non-Electricity Unit Product Cost (LUPC) from Generation IV Systems", 2008.
- [16] ROBERT ROSNE R, STEPHEN GOLDBERG, "Small Modular Reactors – Key to Future Nuclear Power Generation in the U.S.", The University of Chicago EPIC, Chicago, 2011
- [17] K. KUNITOMI, *et al.*, "Japan Atomic Energy Agency, Basic Design and Economical Evaluation of Gas Turbine High Temperature Reactor 300 (GTHTR300)," Japan, 2007
- [18] NEA, OECD, "Current Status, Technical Feasibility and Economics of Small Nuclear Reactors", 2011
- [19] BATAN, "Economic and Financial Assessment of Nuclear Desalination Plant in Madura Island, Center for Nuclear Energy Development, National Nuclear Energy Agency", 2003
- [20] ROILLARD, J., J.L. ROUYER, "Commisariat a l' energie atomique", contributor to IAEA TECDOC 666, Technical and Economic Evaluation of Portable Water Production Through Desalination of Sea Water by Using Nuclear Energy and Other Means", 1992
- [21] C. W. FORSBERG, "Production of Hydrogen Using Nuclear Energy Oak Ridge National Laboratory", 2003
- [22] PAULSON, C.K., "Westinghouse AP 1000 advanced plant simplification results, measures, and benefits", ICONE-10, (Proc, 10th Int. Conf. on Nuclear Engineering). Arlington VA, 2006
- [23] WNA, "Small nuclear power reactors", 2010
- [24] NGNP NOAK, "User's Manual for NOAK Plant Cost A Generic EXCEL-based Model for Computation of the Projected on Hydrogen Plant cost", 2007
- [25] MOCHAMAD NASRULLAH, "Comparative Economic Assessment (LUEC and LUPC) Between SMR Plants and Large Plant in Comparison With Using G4Econs Model, Vienna", October 2011