

## EVALUASI EKONOMI AWAL DESALINASI NUKLIR DENGAN REAKTOR SMART UNTUK MADURA\*

Suparman

### Abstrak

**E**VALUASI EKONOMI AWAL DESALINASI NUKLIR DENGAN REAKTOR SMART UNTUK MADURA. Studi aplikasi reaktor untuk memasok listrik dan air sekaligus, khususnya untuk daerah terpencil, sudah pernah dilakukan. Makalah ini menyajikan evaluasi ekonomi awal aplikasi reaktor SMART untuk pabrik listrik dan air di Pulau Madura. Tiga besaran yang dijadikan parameter evaluasi adalah ongkos pembangkitan listrik, ongkos produksi air dan biaya investasi. Jenis pabrik air yang digunakan dalam studi ini adalah Multi-effect Distillation (MED). Disamping itu pula dilakukan komparasi dengan pembangkit fosil yaitu pembangkit daur gabung dan turbin gas. Kapasitas pabrik air terpasang adalah 4.000 m<sup>3</sup>/hari. Hasil perhitungan memperlihatkan bahwa ongkos pembangkitan listrik yang dihasilkan oleh SMART adalah sebesar 4,06 cent/kWh, lebih murah sedikit jika dibandingkan dengan pembangkit daur gabung (combined cycle) sebesar 4,11 cent/kWh. Sedang ongkos produksi air untuk SMART sebesar 1,04 \$/m<sup>3</sup> dan untuk pembangkit daur gabung sebesar 0,98 \$/m<sup>3</sup>.

### NUCLEAR DESALINATION PRELIMINARY ECONOMIC EVALUATION FOR MADURA.

Reactor application study for electricity and water supply, especially for remote area, has been done. This paper presented preliminary economic evaluation of SMART reactor application for electricity and water production in Madura Island. Three economic parameters was used i.e. electricity generation cost, water production cost and investment. Type of desalination plant used in this study is Multi-effect Distillation (MED). Economic comparison with fossil power plant i.e. combined cycle and gas turbine also was carried out. The installed capacity of desalination plant is 4,000 m<sup>3</sup>/day. The results shows that electricity generation cost of SMART is 4.06 cent/kWh, more cheaper than compare with combined cycle that is 4.11 cent/kWh. While water production cost for SMART is 1.04 \$/m<sup>3</sup> and for combined cycle is 0.98 \$/m<sup>3</sup>.

---

\* Disampaikan pada: Seminar IX Teknologi dan Keselamatan PLTN Serta Fasilitas Nuklir, Jakarta, 20 Agustus 2003.

## 1. PENDAHULUAN

Studi aplikasi PLTN untuk daya kecil di Indonesia, khususnya bagi daerah terpencil dan yang berpotensi memasok listrik dan air bersih untuk keperluan industri, telah dikerjakan dengan keikutsertaan BATAN pada berbagai kegiatan IAEA dan kerjasama bilateral. Kerjasama dengan perusahaan Belanda dan Jerman, misalnya dimaksudkan untuk melakukan studi reaktor jenis suhu tinggi (HTR) untuk listrik. Sedang kerjasama dengan Minatom, Rusia, mengarah pada reaktor jenis PWR, yaitu KLT-40 yang beroperasi di atas tongkang di daerah terpencil untuk listrik dan bila perlu untuk listrik dan air bersih. Saat ini sedang dilakukan kerjasama antara BATAN-KAERI (Korea Atomic Energy Institute) dan IAEA dengan jenis reaktor PWR - SMART.

Reaktor SMART merupakan jenis reaktor PWR berdaya 100 MWe. Jika reaktor ini dikoplingkan dengan instalasi desalinasi (pabrik air), maka selain menghasilkan listrik juga mampu menghasilkan air bersih. Jenis pabrik air yang direkomendasikan untuk dikoplingkan dengan reaktor SMART adalah MED (Multi effect Distillation) karena prospek dan keuntungan ekonomi dan perkembangan teknologi yang baik. Target kapasitas produksi air diperkirakan 40.000 m<sup>3</sup>/hari [1].

Pemilihan kawasan Madura sebagai objek studi mengingat kondisi pulau tersebut, yang pada intinya, di Madura ada *demand* (kebutuhan) akan listrik dan air. Selama ini listrik dipasok dari Jawa lewat jaringan Jawa-Bali, sedangkan sumber air bersih belum cukup untuk memenuhi kebutuhan di semua sektor. Ketergantungan akan listrik ini sangat dirasakan manakala jaringan ke Madura terputus yang akan mengakibatkan *black-out*. Solusi permasalahan tersebut adalah dengan membangun pembangkit listrik sekaligus untuk menghasilkan air bersih lewat desalinasi. Nilai tambah lain dari opsi ini adalah adanya hasil samping berupa air yang berkonsentrasi tinggi yang dapat dijadikan sebagai bahan dasar pembuatan garam.

Kelas daya untuk SMART yang 100 MWe ini sesuai dengan *demand* yang ada di Madura. Sesuai dengan ramalan beban, dengan skenario kemandirian pasokan listrik di Madura, diperkirakan di tahun 2007 listrik dapat dipasok oleh pembangkit berkapasitas 100 – 200 MWe dari pembangkit jenis fosil, sedang pilihan nuklir dipertimbangkan setelah tahun 2015 [2].

Dalam makalah ini disajikan evaluasi ekonomi khususnya mengenai harga listrik dan air serta besarnya investasi. Evaluasi dilakukan dengan menggunakan program DEEP (Desalination Economic Evaluation Program) yang dibuat oleh badan tenaga atom internasional (IAEA, International Atomic Energy Agency). Disamping itu pula dilakukan studi komparasi dengan pembangkit fosil yaitu pembangkit daur gabung (combined cycle) dan turbin gas dengan unit kapasitas yang setara. Pembangkit tenaga uap berbahan bakar batubara tidak dijadikan perbandingan mengingat, untuk ukuran kecil, tidak ekonomis.

## 2. METODE PERHITUNGAN

Untuk mengevaluasi harga air dan listrik dipergunakan metode *Power Credit*. Metode ini didasarkan pada konsep bahwa nilai (ongkos) panas untuk desalinasi dihargai sama dengan penghasilan (revenue) yang mesti bertambah dengan berkurangnya pembangkitan listrik dikarenakan untuk memasok panas dan atau listrik ke pabrik air. Menurut metode ini, berkurangnya penghasilan pembangkit listrik harus dibebankan kepada harga air. Oleh karena itu ongkos panas dihitung dari jumlah pembangkitan listrik yang berkurang dikalikan dengan satuan ongkos pembangkitan dari pembangkit listrik.

Evaluasi ekonomi dimulai dengan perhitungan ongkos pembangkitan listrik SMART. Ongkos pembangkitan listrik dihitung berdasarkan pada pembangkit listrik independen, tidak atau belum dihubungkan dengan instalasi produksi air. Kemudian ongkos pembangkitan listrik digunakan untuk perhitungan ongkos produksi air, terutama untuk perhitungan ongkos panas pabrik air. Ongkos produksi air yang dinyatakan dalam  $\$/m^3$  diperoleh dengan pembagian ongkos ekivalen tahunan total yang berhubungan dengan produksi air dibagi dengan produksi air rata-rata.

$$T_{wc} = A_{tc} / A_{wp} \quad (1)$$

dimana:

- $T_{wc}$  = Total ongkos air
- $A_{tc}$  = Ongkos total ekivalen tahunan
- $A_{wp}$  = Produksi air rata-rata tahunan

Ongkos total ekivalen tahunan berhubungan dengan produksi air yang terdiri dari *fixed charge* instalasi pabrik air tahunan, ongkos panas pabrik air tahunan, ongkos bahan bakar tahunan untuk sumber panas cadangan, ongkos tenaga listrik pabrik air tahunan, ongkos operasi dan perawatan pabrik air tahunan serta ongkos tenaga listrik yang dibeli dari jaringan, *purchased electric*.

$$A_{tc} = F_x + H_c + F_{cb} + P_c + OM + P_e \quad (2)$$

dimana :

- $F_x$  = *fixed charge* instalasi pabrik air tahunan
- $H_c$  = ongkos panas pabrik air tahunan
- $F_{cb}$  = ongkos bahan bakar tahunan untuk sumber panas cadangan
- $P_c$  = ongkos tenaga listrik pabrik air tahunan
- $OM$  = ongkos operasi dan perawatan pabrik air tahunan
- $P_e$  = ongkos listrik yang dibeli, *purchased electric*

*Fixed charge* instalasi pabrik air tahunan ( $F_x$ ) dihitung dari ongkos investasi total dikalikan dengan faktor pengembalian modal, *Capital Recovery Factor* (CRF).

$$F_x = \text{Inv} \times \text{CRF} \quad (3)$$

Investasi total merupakan jumlah dari berbagai ongkos seperti yang tertera dalam persamaan berikut:

$$\text{Investasi total} = \text{base cost} + \text{Cost of seawater intake/outfall} + \text{Cost of backup heat source} + \text{Owner's cost} + \text{Contingency cost} + \text{Interest During Construction (IDC)} \quad (4)$$

Produksi air rata-rata tahunan (Awp) yang dinyatakan dalam m<sup>3</sup>/tahun, dihitung dari hasil kapasitas (m<sup>3</sup>/hari) dikalikan dengan faktor keandalan (availability) dan jumlah hari dalam setahun (365 hari/tahun).

$$\text{Awp} = \text{Kapasitas Maksimum} \times \text{availability} \times 365 \quad (5)$$

Ongkos panas pabrik air tahunan (Hc) merupakan salah satu item yang sangat berpengaruh dalam evaluasi ekonomi proses desalinasi.

### 3. DATA MASUKAN DAN ASUMSI

#### 3.1. Data air laut

Tabel 1. menunjukkan masukan data teknis yaitu kondisi air laut di perairan Madura. Temperatur air laut rata-rata ini akan berpengaruh pada efisiensi pembangkit, sedangkan besarnya TDS berpengaruh pada unjuk kerja instalasi desalinasi, khususnya pada jenis *reverse osmoses*. Berdasarkan pengamatan di perairan laut Madura temperatur air laut berkisar dari 28 °C – 31 °C. Dan untuk studi ini diambil harga rata-rata 30 °C. Total dissolved solids (TDS) berdasarkan hasil analisis menunjukkan bahwa harga TDS sekitar 34.000 ppm [2].

**Table 1. Data air laut**

Data teknis kondisi air laut	Satuan	
Temperatur air laut rata-rata tahunan	°C	30
Total dissolved solids (TDS)	ppm	34.000

#### 3.2. Parameter ekonomi

Berikut ini parameter ekonomi yang digunakan dalam studi.

##### Mata uang dan tahun dasar

Mata uang dinyatakan dalam dolar Amerika dan tahun dasar yang pakai adalah 1 Januari 2002. Untuk meng-*update* beberapa data yang mengacu ke tahun 2000, dianggap tidak ada eskalasi riil.

### Tahun operasi

Untuk studi komparasi biaya, tahun operasi diasumsikan mulai 1 Januari 2016. Pengambilan angka ini hanya sebatas asumsi, harus diingat bahwa kemungkinan pembangunan PLTN akan mengalami penundaan. Dalam hal ini tahun operasi PLTN kemungkinan setelah tahun 2016.

### Umur ekonomi

Umur ekonomi adalah periode waktu dari mulai operasi hingga instalasi diperkirakan tidak layak lagi untuk dioperasikan secara ekonomi. Dalam studi ini untuk pembangkit fosil dianggap 30 tahun, sedangkan untuk SMART karena desain teknisnya sampai 60 tahun, umur ekonomi diasumsikan 40 tahun [1].

### Faktor kapasitas

Dianggap bahwa semua pembangkit mempunyai faktor kapasitas rata-rata 80%, walau pada kenyataannya khususnya untuk turbin gas tidak sampai sebesar itu. Sedangkan untuk instalasi desalinasi faktor kapasitas rata-rata dianggap 96%.

### Discount rate

Discount rates yang digunakan di beberapa negara berkembang berkisar dari 5% sampai 12%. Dalam studi ini, *discount rate* 10 % dipergunakan sebagai nilai patokan.

Tabel 2 Parameter Ekonomi

	Harga patokan
Mata uang	US \$ (Januari 2002)
Tahun operasi	1 Januari 2016
Umur ekonomi	
- pembangkit fosil	30 tahun
- PLTN	40 tahun
Faktor ketersediaan	
- pembangkit listrik	80%
- instalasi desalinasi	96%
Discount rate	10%
Harga bahan bakar fosil	
- Gas alam	\$ 2.5 /mmbtu
- Minyak (HSD)	\$ 20 /bbl
Eskalasi bahan bakar	
- Fosil	0.5%/tahun
- Nukir	0%/tahun

### Harga bahan bakar fosil

Harga gas alam diasumsikan sebesar 2,5 \$/mmbtu dan untuk minyak (HSD) adalah 20 \$/bbl. Eskalasi riil untuk bahan bakar fosil (gas dan minyak) adalah 0.5%/tahun, dan untuk nuklir adalah 0 %/tahun.

### Purchase of electricity

Harga listrik yang dibeli dari jaringan, pada kondisi pembangkit mati, diasumsikan sebesar 7 cents/kWh. Harga ini mengacu pada target nilai keekonomian harga jual listrik PLN di tahun 2005.

### 3.3. Data Teknis dan Ekonomi Pembangkit

Reaktor SMART merupakan reaktor jenis PWR maju yang menghasilkan energi panas sekitar 330 MW termal. Jumlah ini ekuivalen dengan energi listrik sebesar 100 MW, sehingga *heat rate* atau efisiensi termalnya adalah 30.3 %. Reaktor ini masih dalam tahap desain, sehingga agak sulit untuk menentukan data pembangunan karena belum ada reaktor yang setara yang dibangun di negara pembuatnya, Korea.

Berikut ini data pembangkit yang dipergunakan dalam studi. Untuk pembangkit fosil, data mengacu pada data PLN tahun 2000. Data biaya pembangunan sesaat (*overnight cost*) dan biaya operasi dan perawatan SMART diperoleh dari KOPEC. Sedangkan biaya bahan bakarnya mengacu pada studi yang pernah dilakukan sebelumnya [3]. Guna membuat studi komparasi yang *fair*, maka diperbandingkan pembangkit yang kapasitasnya setara. Untuk pembangkit fosil, daur gabung maupun turbin gas, masing-masing dapat dijalankan dengan bahan bakar gas maupun minyak.

#### Waktu konstruksi

Waktu konstruksi adalah periode waktu antara *first pouring of concrete* dan waktu mulai operasi. Untuk SMART waktu konstruksi diasumsikan 36 bulan. Dan untuk pembangkit daur gabung serta turbin gas diasumsikan 24 bulan.

Table 3. Data pembangkit

Besaran	Unit	SMART	Comb. Cycle	Turbin Gas
Kapasitas	MWe	2x100	200	2x120
Efisiensi termal	%	33	51.1	33
Waktu konstruksi	Bulan	36	24	24
Biaya konstruksi	US\$/KWe	1,615	864	373
Biaya O&M	US\$/MWh	5.59*	5.23	4.57

\* termasuk biaya dekomisi

#### Biaya konstruksi

Untuk pembangkit daur gabung, karena data yang tersedia adalah untuk ukuran 500 MWe, maka diterapkan *scaling factor* sebesar 0,22 guna mengestimasi biaya konstruksi untuk ukuran 200 MWe [4]. Data selengkapnya tertera pada Tabel 3.

### 3.4. Data instalasi desalinasi

Tabel 4. menunjukkan data teknis dan ekonomi untuk instalasi desalinasi. Beberapa asumsi diambil untuk beberapa hal sebagai berikut.

#### Biaya dasar

Di dalam program DEEP terdapat data *default* untuk instalasi desalinasi ukuran 12.000 m<sup>3</sup>/day, sedangkan kapasitas yang diinginkan adalah 4.000 m<sup>3</sup>/hari. Data lain yang diperoleh dari PT. SASAKURA INDONESIA mempunyai kapasitas 3.000 m<sup>3</sup>/hari sehingga untuk memperkirakan biaya dasar instalasi desalinasi berkapasitas 4.000 m<sup>3</sup>/hari diterapkan *scaling factor* sebesar 0,6 berdasarkan biaya dasar dari unit berukuran 3.000 m<sup>3</sup>/hari [5].

Tabel 4. Data pabrik air jenis MED

Besaran	Satuan	
Kapasitas	m <sup>3</sup> /hari	4,000
Biaya dasar	\$(m <sup>3</sup> /hari)	926.7
Waktu konstruksi	Bulan	12
Upah level manajer	\$/tahunan	6,000
Upah level teknisi	\$/tahunan	3,600
Biaya O&M, <i>spare part</i>	\$/m <sup>3</sup>	0.03

#### Waktu konstruksi

Waktu konstruksi untuk instalasi desalinasi kapasitas 4.000 m<sup>3</sup>/hari mengacu ke data *default* DEEP. Di dalam program DEEP waktu konstruksi untuk pabrik berkapasitas 12.000m<sup>3</sup>/hari adalah 12 bulan, sehingga untuk kapasitas 4.000 m<sup>3</sup>/hari dianggap sama.

#### Upah untuk manajemen dan operator

Upah rata-rata tahunan untuk level manajer pabrik air diasumsikan sebesar 6.000 \$/tahun, sedangkan untuk teknisi sebesar 3.600 \$/tahun. Data lainnya menyangkut besaran teknis diambil data *default* program DEEP [6].

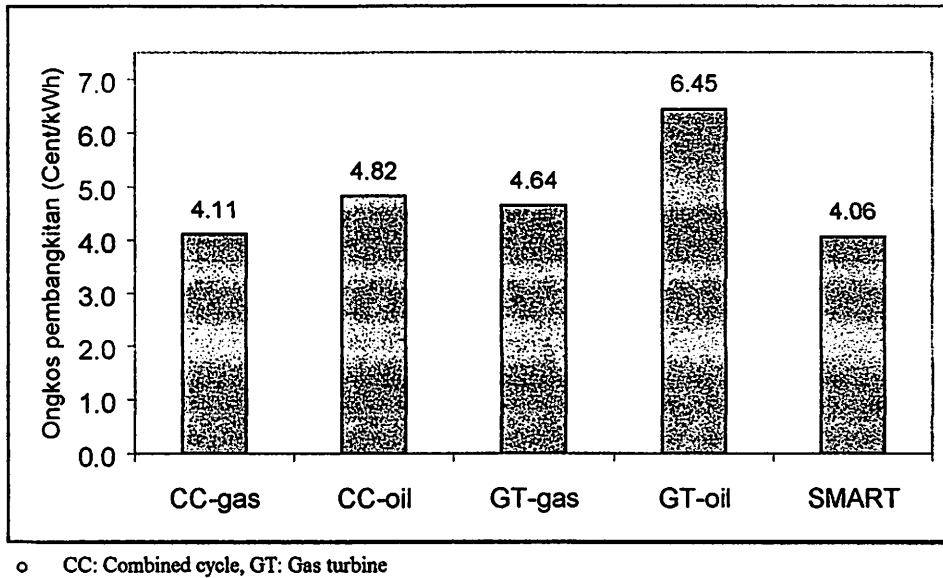
## 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Untuk mengevaluasi aspek ekonomi desalinasi nuklir dengan SMART, tiga besaran ekonomi yaitu ongkos pembangkitan listrik, ongkos produksi air dan biaya investasi, dihitung dengan menggunakan program DEEP. Dari hasil perhitungan kemudian dibuat perbandingan dengan pembangkit daur gabung dan gas turbin. Hasil perhitungan dapat dijelaskan sebagai berikut.

#### Ongkos pembangkitan listrik

Di antara pembangkit listrik, SMART menghasilkan listrik dengan ongkos pembangkitan paling rendah yaitu, 4,06 cent/kWh. Posisi kedua adalah pembangkit daur gabung dengan

bahan bakar gas dimana ongkos pembangkitan listriknya adalah 4,11 cent/kWh, dan yang paling mahal adalah pembangkit turbin gas dengan bahan bakar minyak. Untuk kapasitas pembangkit yang setara, terlihat bahwa SMART kompetitif dengan pembangkit daur gabungan.

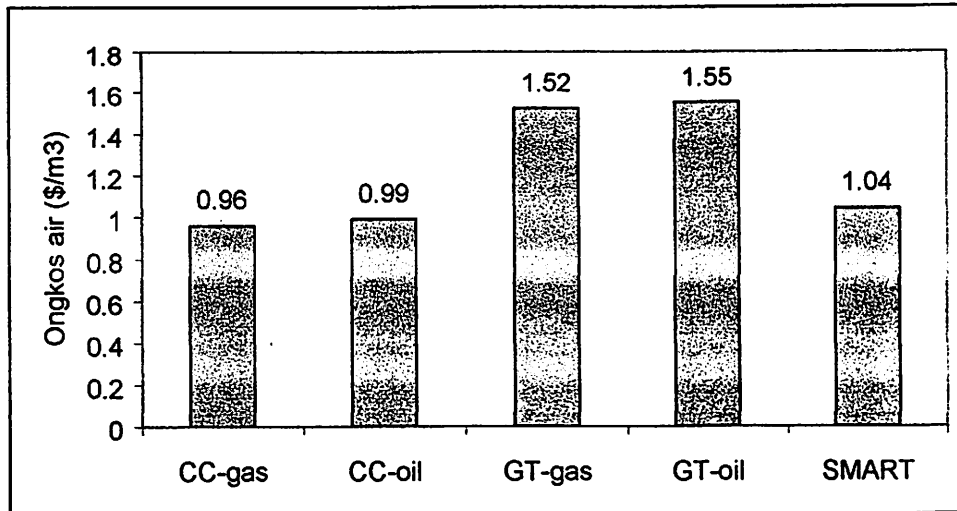


**Gambar 1. Perbandingan ongkos pembangkitan listrik Ongkos produksi air**

Ongkos produksi air termurah dihasilkan oleh kopling dengan pembangkit daur gabungan yaitu sebesar 0,98 \$/m<sup>3</sup>. Sedangkan kopling dengan SMART menghasilkan air dengan ongkos produksi sebesar 1,04 \$/m<sup>3</sup> dan yang termahal adalah kopling dengan turbin gas.

Ongkos produksi air seperti yang telah diterangkan dimuka, akan setara dengan besarnya listrik yang berkurang karena dipergunakan untuk produksi air. Ongkos produksi air akan dipengaruhi oleh ongkos pembangkitan listrik. Jika ongkos pembangkitan listriknya rendah maka ongkos produksi air juga rendah, begitu juga sebaliknya. Dari hasil yang diperoleh untuk ongkos pembangkitan listrik termurah adalah SMART, akan tetapi ongkos produksi air terendah adalah kopling dengan pembangkit daur gabungan. Hal ini dikarenakan pada kopling dengan reaktor SMART digunakan *intermediate loop* supaya siklus aliran yang ke pabrik air tidak terkontaminasi oleh radiasi nuklir. Dengan adanya sistim *intermediate loop* akan menambah ongkos produksi air. Jadi pada desalinasi nuklir ongkos produksinya lebih mahal sedikit dibandingkan dengan desalinasi dengan pembangkit fosil.

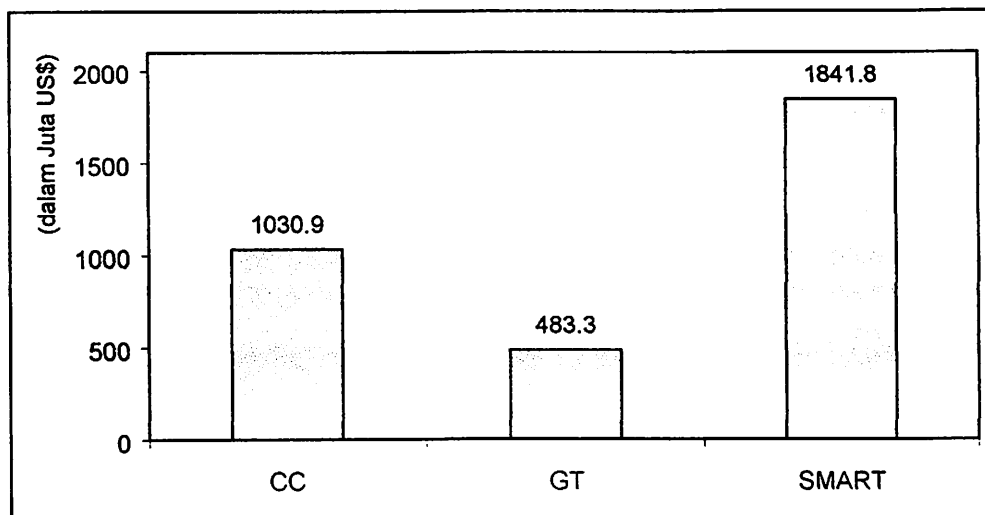




Gambar 2. Perbandingan ongkos produksi air

### Investasi

Biaya investasi total (pabrik listrik + pabrik air) untuk kopling dengan SMART adalah 1841,8 juta US\$, merupakan biaya investasi terbesar. Untuk kopling dengan daur gabung biaya investasi totalnya sebesar 1030,9 juta US\$ dan untuk turbin gas sebesar 483,3 juta US\$.



Gambar 3. Perbandingan biaya investasi total

Jelas bahwa pembangkit nuklir dilihat dari biaya investasi adalah paling besar. Namun pembangkit nuklir biaya bahan bakar serta operasi dan perawatannya lebih rendah dari pembangkit fosil, sehingga ongkos pembangkitan listriknya akan lebih murah.

### Analisis sensitivitas

Seperti telah dikemukakan bahwa PLTN SMART sampai saat ini masih dalam tahap disain, sehingga akan sulit untuk menghitung biaya modalnya (capital cost). Data yang dipakai

merupakan hasil estimasi dengan menerapkan *scaling down* dari PLTN ukuran besar (1000 MWe). Untuk itu perlu dilakukan analisis sensitivitas terhadap besaran biaya modal dan juga faktor kapasitas dari SMART.

Lima kasus dibuat untuk analisis sensitivitas guna mengetahui pengaruh biaya modal terhadap ongkos pembangkitan listrik SMART. Biaya dasar adalah 1615 \$/kWe, sedangkan nilai variasinya dibuat sebesar 1292 \$/kWe, 1454 \$/kWe, 1777 \$/kWe, dan 1938 \$/kWe. Nilai ini masing-masing merupakan variasi dari -20%, -10%, +10% dan +20% terhadap biaya modal kasus dasar SMART secara berurutan. Faktor kapasitas dibuat dari bervariasi dari 70% sampai 90% untuk masing-masing kasus tersebut.

Hasil dari analisis sensitivitas terhadap biaya modal dan faktor kapasitas, ongkos pembangkitan listrik terendah adalah 3.28 cent/kWh dengan biaya modal sebesar 1292 \$/kWe (-20%) dan faktor kapasitas 90%. Sedangkan tertinggi adalah sebesar 5.05 cent/kWh dengan biaya modal sebesar 1938 \$/kWe (+20%) dan faktor kapasitas 70%.

Tabel 5. Besarnya ongkos pembangkitan SMART terhadap biaya modal dan faktor kapasitas (cent/kWh)

Faktor kapasitas \ Biaya Modal	1615	1292	1454	1777	1938
70 %	4,44	3,83	4,13	4,74	5,05
80 %	4,06*	3,52	3,79	4,32	4,59
90 %	3,76	3,28	3,52	4,00	4,23

\* kasus dasar

Tabel 6. memuat besarnya ongkos produksi air terhadap perubahan biaya modal dan faktor kapasitas dari SMART. Hasil menunjukkan ongkos produksi air berkisar dari 0,845 \$/m<sup>3</sup> sampai 1,243 \$/m<sup>3</sup>.

Tabel 6. Besarnya ongkos produksi air terhadap biaya modal dan faktor kapasitas (\$/m<sup>3</sup>)

Faktor kapasitas \ Biaya Modal	1615	1292	1545	1777	1938
70 %	1,219	1,196	1,208	1,231	1,243
80 %	1,043*	1,019	1,031	1,054	1,006
90 %	0,868	0,845	0,856	0,879	0,891

\* kasus dasar

Terlihat bahwa perubahan faktor kapasitas terhadap ongkos pembangkitan listrik hampir setara dengan perubahan biaya modal. Akan tetapi pada ongkos produksi air, perubahan faktor kapasitas lebih dominan bila dibandingkan dengan perubahan biaya modal.

## 5. KESIMPULAN

Dari hasil perhitungan dan pembahasan dapat ditarik beberapa kesimpulan antara lain:

1. Dilihat dari biaya investasi, desalinasi dengan pembangkit nuklir lebih besar bila dibandingkan dengan desalinasi dengan pembangkit fosil. Namun pembangkit nuklir mempunyai keunggulan dalam biaya bahan bakar dan biaya O&M, sehingga besarnya ongkos pembangkitan PLTN akan kompetitif dengan pembangkit fosil dengan kapasitas yang setara.
2. Besarnya ongkos pembangkitan listrik untuk SMART adalah sebesar 4,06 cent/kWh, lebih murah sedikit dari pada pembangkit daur gabung yang sebesar 4,11 cent/kWh. Namun karena dalam desalinasi nuklir dibutuhkan adanya *intermediate loop*, dimana akan menambah biaya investasi, maka ongkos produksi air dari kopling SMART lebih mahal sedikit jika dibandingkan dengan kopling daur gabung.
3. Hasil analisis sensitivitas terhadap biaya modal dan faktor kapasitas menunjukkan bahwa pada ongkos pembangkitan listrik perubahannya hampir setara, sedangkan pada ongkos produksi air perubahan faktor kapasitas lebih dominan.

### DAFTAR PUSTAKA:

- [1] LEE, DOO JEONG, et. al., "Design And Safety of a Small Integral Reactor (SMART)", Paper Presented on International Workshop on Utilization of Nuclear Power In Ocean, N'ocean 2000, 21-24, 02.
- [2] MURSID DJOKOLELONO, MSC., dkk., "Penilaian Ekonomi Pabrik Listrik dan Air Bersih Bagi Madura, Laporan Akhir, Riset Unggulan Terpadu (RUT) Tahun Anggaran 2001-2002, Kantor Menteri Negara Riset Dan Teknologi dan Lembaga Ilmu Pengetahuan Indonesia, Jakarta, 29 Nopember 2002.
- [3] LEE, MAN-KI, "Economic Assessment of SMART In Korea", International Seminar on Status And Prospects for Small And Medium Sized Reactors, Cairo, Egypt, 27 – 31 May 2001
- [4] EAST HARBOUR MANAGEMENT SERVICES LTD., Fossil Fuel Generating Plant, Report to The Ministry of Economic Development, Wellington, 2002
- [5] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Thermodynamic And Economic Evaluation of Co-Production Plants for Electricity And Potable Water, IAEA-TECDOC-942, Vienna, 1997
- [6] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Desalination Economic Evaluation Program (DEEP), Computer User Manual Series No. 14, Vienna, 2000