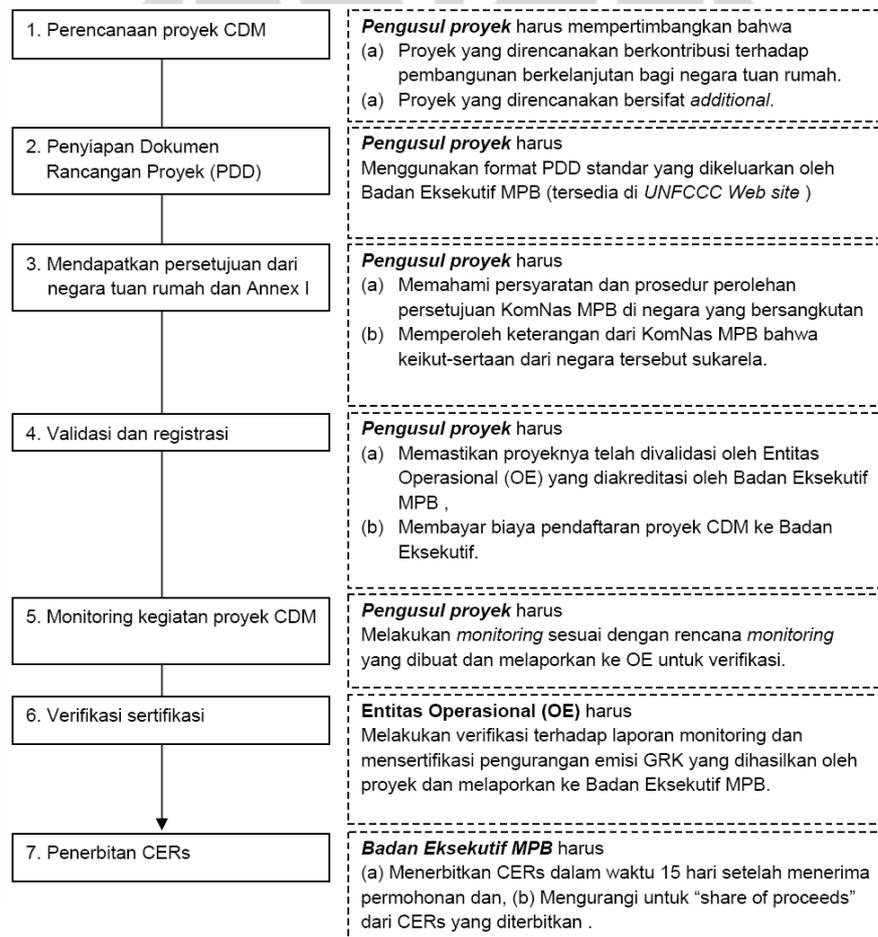


## BAB 5 PEMBAHASAN

### 5.1 Analisis Potensi *Clean Development Mechanism* (CDM)

Dalam merencanakan suatu proyek CDM, pengusul proyek harus mempertimbangkan biaya-biaya yang harus dikeluarkan untuk pemrosesan proyek tersebut agar memenuhi syarat yang telah ditentukan. Biaya-biaya yang harus dikeluarkan oleh pengusul proyek yaitu biaya penyiapan Dokumen Rancangan Proyek (*Project Design Document* (PDD)), biaya validasi, biaya registrasi, biaya verifikasi dan sertifikasi, dan biaya penerbitan CER<sup>11</sup>.



Gambar 5.1. Siklus Proyek CDM

Sumber: Ministry of the Environment, Japan (2005). *Panduan kegiatan mpb di Indonesia*. Jakarta: Author

<sup>11</sup> United Nations. United Nations Framework Convention on Climate Change (2006). *Initial administration fee ("Registration Fee") at registration stage of the cdm project activity (version02)*. <[http://unfccc.int/files/Regree\\_version02.pdf](http://unfccc.int/files/Regree_version02.pdf)>

Tabel 5.1. Biaya Indikatif Pendaftaran Proyek CDM

Sumber: United Nations. United Nations Framework Convention on Climate Change

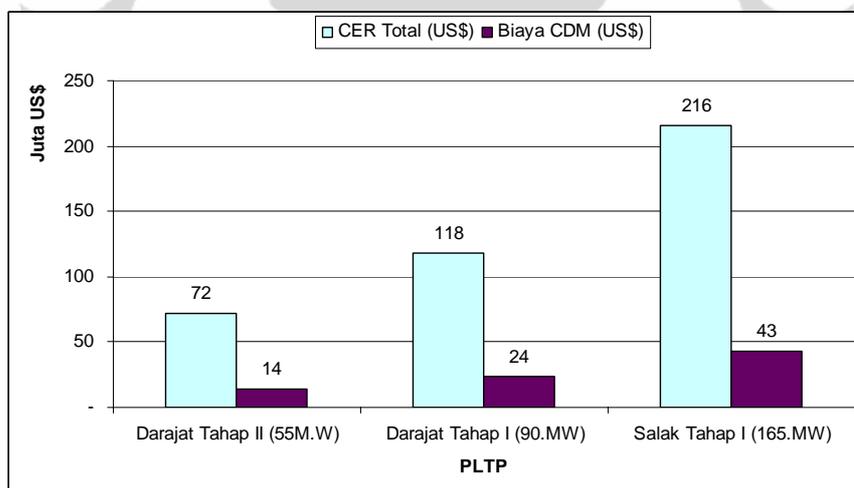
Jenis Biaya		Jumlah	Satuan
Penyiapan PDD		20.000	US\$
Validasi		20.000	US\$
Verifikasi dan Sertifikasi		20.000	US\$
Penerbitan Sertifikat	≤ 15.000 tCO <sub>2</sub>	0,1	US\$/ton
	> 15.000 tCO <sub>2</sub>	0,2	US\$/ton

Biaya registrasi hanya dikenakan pada proyek-proyek CDM skala kecil dengan ketentuan kapasitas maksimum sebesar 15 MW<sup>12</sup>. Biaya registrasi indikatif ditunjukkan oleh Tabel 5.2.

Tabel 5.2. Biaya Registrasi Proyek CDM dengan Kapasitas di atas 15 MW

Sumber: United Nations. United Nations Framework Convention on Climate Change

Average tonnes of CO <sub>2</sub> equivalent reductions per year over the crediting period (estimated/approved)	US\$ (*)
≤ 15,000	5,000
> 15,000 and ≤ 50,000	10,000
> 50,000 and ≤ 100,000	15,000
> 100,000 and ≤ 200,000	20,000
> 200,000	30,000



Gambar 5.2. Hasil Simulasi Perbandingan Antara Potensi CER dengan Biaya Administratif Pengajuan PLTP sebagai Proyek CDM

<sup>12</sup> United Nations. United Nations Framework Convention on Climate Change (2006). *Annex 7 scenarios of emission reductions and transaction costs of a hypothetical project activity applying draft categories for switch from non renewable biomass (NRB) to renewable biomass (RB)*. <[http://cdm.unfccc.int/Panels/ssc\\_wg/SSCWG05\\_repan\\_07\\_Scenario\\_NRB2RB.pdf](http://cdm.unfccc.int/Panels/ssc_wg/SSCWG05_repan_07_Scenario_NRB2RB.pdf)>

Dari gambar 5.2. terlihat bahwa PLTP memiliki potensi yang layak untuk dijadikan proyek CDM. Potensi CER yang diperoleh jika proyek tersebut disetujui oleh CDM *Executive Board* dapat menutupi biaya administrasi yang dikeluarkan dalam rangka pemrosesannya.

## 5.2 Analisis Kelayakan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi

Untuk melakukan analisis kelayakan ekonomis PLTP digunakan contoh beberapa PLTP di Sistem Ketenagalistrikan JAMALI yang memiliki data mengenai status masa konstruksi. Adapun PLTP tersebut seperti ditunjukkan oleh Tabel 5.3.

Tabel 5.3. Contoh Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi

Sumber: *Project Design Document Form (CDM PDD) – Version 03*,

<http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/1SEQ9MPZOAV7FIXGKWL5CNTB6R240H>

PLTP	Kapasitas	Masa Konstruksi
Salak Tahap 1	165 MW	4 tahun
Darajat Tahap 1	55 MW	3 tahun
Darajat Tahap 2	90 MW	1 tahun

Kelayakan suatu PLTP dipengaruhi oleh beberapa perubahan parameter utama yang disebut dengan variabel independent antara lain yaitu perubahan *capital cost*, biaya operasi dan pemeliharaan, dan faktor kapasitas. Sanyal K.S.,<sup>13</sup> membuat korelasi antara *capital cost* dengan kapasitas pembangkit listrik tenaga panas bumi dengan rumus sebagai berikut:

$$c_d = 2.500e^{-0,003(P-5)} \quad (5.1)$$

dimana,

$c_d$  = *capital cost* (US\$/kW)

P = Kapasitas pembangkit (kW)

Kemudian korelasi antara biaya operasi dan perawatan dengan kapasitas pembangkit listrik tenaga panas bumi dengan rumus sebagai berikut:

$$c_o = 2,0e^{-0,0025(P-5)} \quad (5.2)$$

dimana,

$c_o$  = Biaya operasi dan pemeliharaan (US\$Cent/kWh)

P = Kapasitas pembangkit (kW)

<sup>13</sup> Sanyal S.K. (2004). *Cost of geothermal power and factors that affect it*.  
<[http://www.geothermex.com/files/Sanyal\\_2004.pdf](http://www.geothermex.com/files/Sanyal_2004.pdf)>

Berdasarkan rumus (5.1) dan (5.2) maka dapat ditentukan *capital cost* dan biaya operasi dan pemeliharaan ketiga pembangkit pada Tabel 5.3. adalah seperti ditunjukkan oleh Tabel 5.4. Faktor kapasitas PLTP yang digunakan yaitu sebesar 70%<sup>14</sup>.

Tabel 5.4. *Capital Cost* dan Biaya Operasi dan Pemeliharaan PLTP

Lokasi	Kapasitas	Capital Cost (US\$/kW)	Biaya Operasi & Pemeliharaan (US\$Cent/kWh)
Salak Tahap 1	165 MW	1.546,958	1,34064
Darajat Tahap 2	90 MW	1.937,291	1,61712
Darajat Tahap 1	55 MW	2.151,770	1,76499

Untuk melakukan analisis digunakan harga jual listrik yang ditentukan yaitu berdasarkan Biaya Pokok Produksi (BPP) PT PLN Persero untuk sistem JAMALI<sup>15</sup> dan berdasarkan harga jual listrik dari ketiga PLTP berdasarkan kesepakatan dengan PT PLN (Persero)<sup>16</sup>.

Tabel 5.5. Harga Jual Listrik PLTP

Harga Jual US\$Cent/kWh	Keterangan
8,51	BPP Sistem JAMALI
7,23	85% BPP Sistem JAMALI
5,95	Harga Jual Listrik PLTP Salak
5,45	Harga Jual Listrik PLTP Darajat

Analisis dilakukan dengan asumsi bahwa ketiga PLTP mendapatkan CER dari pengajuan proyek CDM kemudian nilai CER tersebut dimasukkan ke dalam perhitungan. Perolehan CER dari ketiga PLTP ditunjukkan oleh Tabel 5.6.

Tabel 5.6. Potensi Perolehan CER PLTP

Lokasi	Kapasitas	CER/tahun (US\$)
Salak Tahap 1	165 MW	15.425.917
Darajat Tahap 2	90 MW	8.414.137
Darajat Tahap 1	55 MW	5.141.972

Dalam tesis ini untuk menentukan kelayakan suatu PLTP dilakukan dengan membandingkan *Internal Rate of Return* (IRR) yang diperoleh dengan *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR). Sullivan W.G. dkk<sup>17</sup> menyatakan bahwa jika

<sup>14</sup> Pengkajian Energi Universitas Indonesia. (2006). *Indonesia energy outlook & statistics 2006*. Depok: Author. hal 235.

<sup>15</sup> Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor: 269-12/26/600.3/2008.

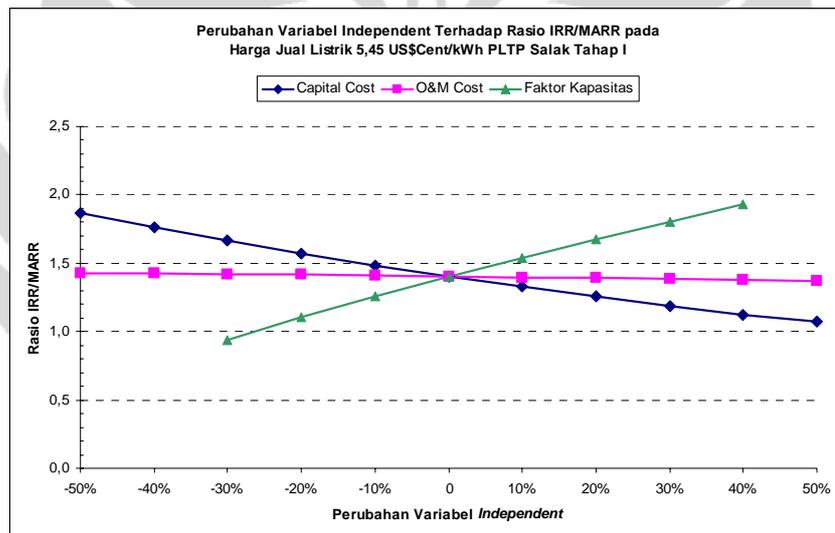
<sup>16</sup> Direktorat Jenderal Mineral Batubara dan Panas Bumi (2007). *Indonesia mineral, coal, geothermal and groundwater statistic 2007*. hal 56.

<sup>17</sup> Sullivan W.G., Wicks E.M., and Luxhoj J.T. (2006). *Engineering economy*. USA: Pearson Prentice Hall. hal 217.

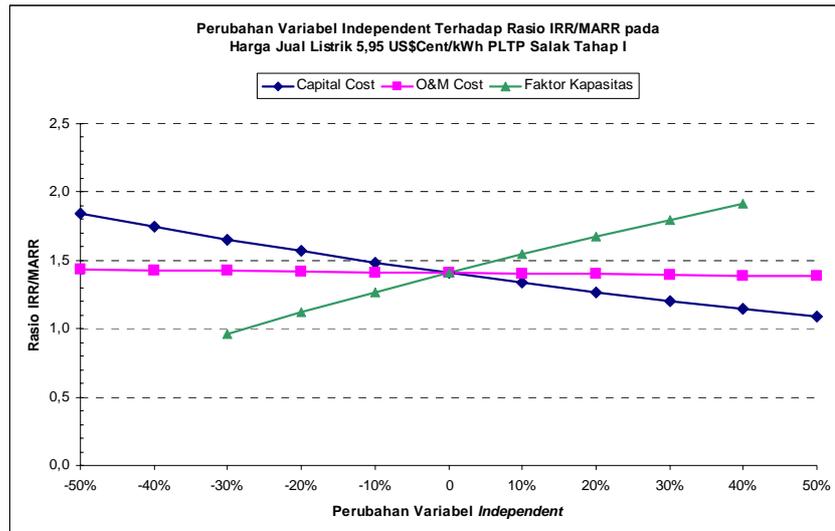
$IRR \geq MARR$  maka alternatif dinyatakan layak. Berdasarkan hal tersebut maka dalam tesis ini kelayakan suatu PLTP ditentukan dengan nilai rasio antara IRR dengan MARR. Suatu PLTP dinyatakan layak jika memiliki rasio  $IRR/MARR \geq 1$ , sedangkan bila rasio lebih kecil dari 1 maka dinyatakan tidak layak. Rasio  $IRR/MARR = 1$  merupakan nilai kritis yang dalam tesis ini menentukan kelayakan suatu PLTP. Data-data di atas merupakan data untuk membuat skenario *base case*.

### 5.2.1 Analisis Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Salak Tahap I

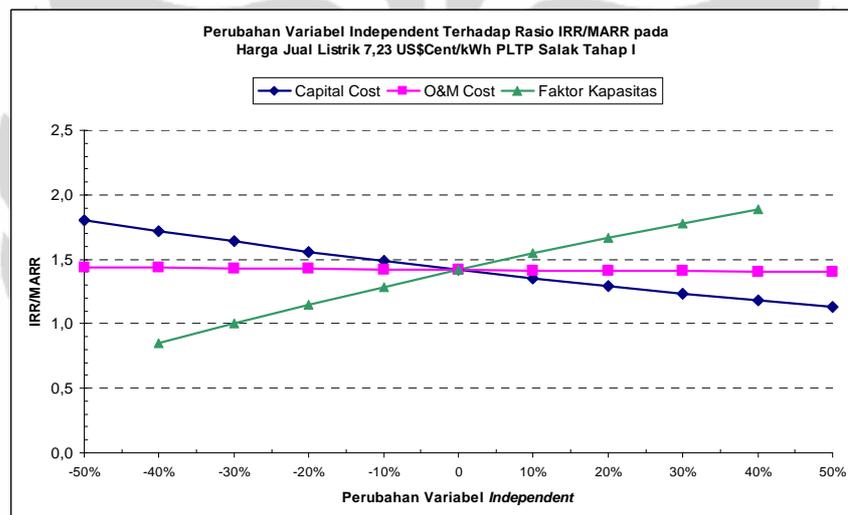
Untuk melakukan analisis pengaruh perubahan variabel independen terhadap rasio  $IRR/MARR$  ditentukan perubahan minimum sebesar -50% dan maksimum sebesar 50%.



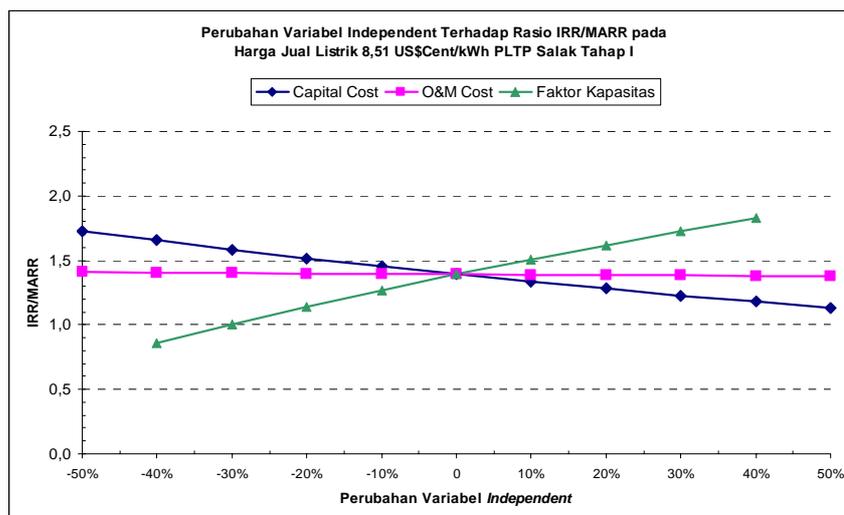
Gambar 5.3. Perubahan Variabel Independen Terhadap Rasio IRR/MARR Pada Harga Jual Listrik 5,45 US\$Cent/kWh, PLTP Salak Tahap I (165 MW).



Gambar 5.4. Perubahan Variabel Independen Terhadap Rasio IRR/MARR Pada Harga Jual Listrik 5,95 US\$Cent/kWh, PLTP Salak Tahap I (165 MW).



Gambar 5.5. Perubahan Variabel Independen Terhadap Rasio IRR/MARR Pada Harga Jual Listrik 7,23 US\$Cent/kWh, PLTP Salak Tahap I (165 MW).



Gambar 5.6. Perubahan Variabel Independen Terhadap Rasio IRR/MARR Pada Harga Jual Listrik 8,51 US\$Cent/kWh, PLTP Salak Tahap I (165 MW).

Gambar 5.3. sampai dengan 5.6. memperlihatkan bahwa PLTP Salak Tahap I dengan kapasitas 165 MW layak dikembangkan dengan menggunakan 4 variasi harga jual listrik yang ditentukan pada skenario *base case*. Hal ini dapat dilihat dari rasio IRR/MARR yang lebih besar dari 1 pada keempat variasi tarif.

Perubahan *capital cost* sangat mempengaruhi nilai rasio IRR/MARR, namun perubahan *capital cost* sampai dengan 50% tidak menyebabkan nilai rasio IRR/MARR turun sampai di bawah nilai kritis. Sebagai contoh, kenaikan *capital cost* sebesar 20%, menyebabkan rasio IRR/MARR berubah dari 1,403 menjadi 1,255 dengan harga jual listrik 5,45 US\$Cent/kWh, berubah dari 1,409 menjadi 1,269 dengan harga jual listrik 5,95 US\$Cent/kWh, dan berubah dari 1,419 menjadi 1,294 dengan harga jual listrik 7,23 US\$Cent/kWh. Grafik rasio IRR/MARR versus perubahan *capital cost* hampir menyerupai garis lurus dengan gradien negatif. Hal ini menunjukkan bahwa kenaikan parameter *capital cost* memberikan pengaruh negatif terhadap besarnya nilai rasio IRR/MARR.

Perubahan faktor kapasitas ternyata lebih berpengaruh dibandingkan dengan perubahan *capital cost*. Hal tersebut antara lain ditunjukkan dengan penurunan faktor kapasitas sebesar 20% menyebabkan penurunan rasio IRR/MARR berubah dari 1,403 menjadi 1,102 dengan harga jual listrik 5,45 US\$Cent/kWh, berubah dari 1,409 menjadi 1,119 dengan harga jual listrik 5,95 US\$Cent/kWh, dan berubah dari 1,419 menjadi 1,150 dengan harga jual listrik 7,23 US\$Cent/kWh.

Perubahan biaya operasi dan pemeliharaan memberikan pengaruh yang sangat kecil terhadap rasio IRR/MARR. Hal tersebut dapat dilihat dari grafik rasio IRR/MARR versus biaya operasi dan pemeliharaan yang hampir mendatar. Penurunan biaya operasi dan pemeliharaan sebesar 20% menyebabkan penurunan rasio IRR/MARR berubah dari 1,403 menjadi 1,391 dengan harga jual listrik 5,45 US\$Cent/kWh, berubah dari 1,409 menjadi 1,399 dengan harga jual listrik 5,95 US\$Cent/kWh, dan berubah dari 1,419 menjadi 1,411 dengan harga jual listrik 7,23 US\$Cent/kWh.

Dari analisis sensitivitas rasio IRR/MARR ini terlihat pada PLTP Salak Tahap I dengan kapasitas sebesar 165 MW dengan perubahan *capital cost* dan biaya operasi dan pemeliharaan sebesar  $\pm 50\%$ , PLTP tersebut tetap layak untuk dikembangkan menggunakan skema CDM. Namun pada perubahan faktor kapasitas terdapat batasan penurunan minimum yang harus dipenuhi. Tabel 5.7. menunjukkan batasan toleransi yang harus dipenuhi.

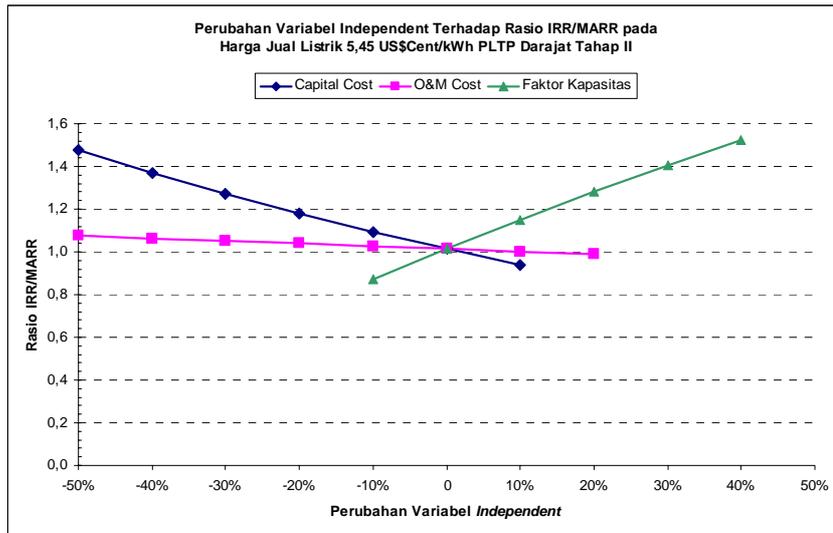
Tabel 5.7. Batas Toleransi Perubahan Variabel Independen Pada PLTP Salak Tahap I

Harga Jual Listrik (US\$Cent/kWh)	Faktor Kapasitas	Capital Cost	Biaya Operasi & Pemeliharaan
8,51	-30%	-	-
7,23	-30%	-	-
5,95	-27%	-	-
5,45	-26%	-	-

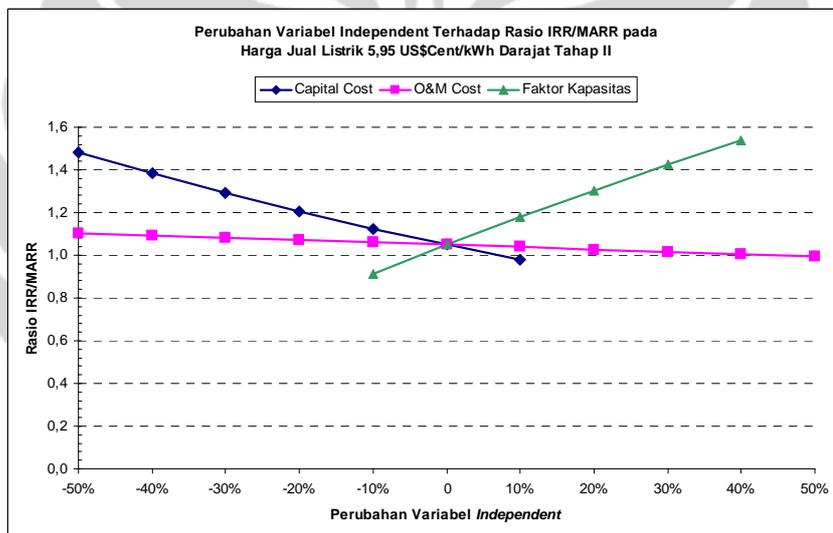
Tabel 5.7. memperlihatkan bahwa perubahan penurunan faktor kapasitas minimum yang harus dipenuhi oleh PLTP Salak Tahap I agar rasio IRR/MARR lebih dari 1 yaitu sebesar 30% untuk harga jual 8,51 US\$Cent/kWh dan 7,23 US\$Cent/kWh. Sedangkan pada harga jual 5,95 US\$Cent/kWh dan 5,45 US\$Cent/kWh, perubahan penurunan minimum faktor kapasitas masing-masing sebesar 27% dan 26%.

### 5.2.2 Analisis Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Darajat Tahap II

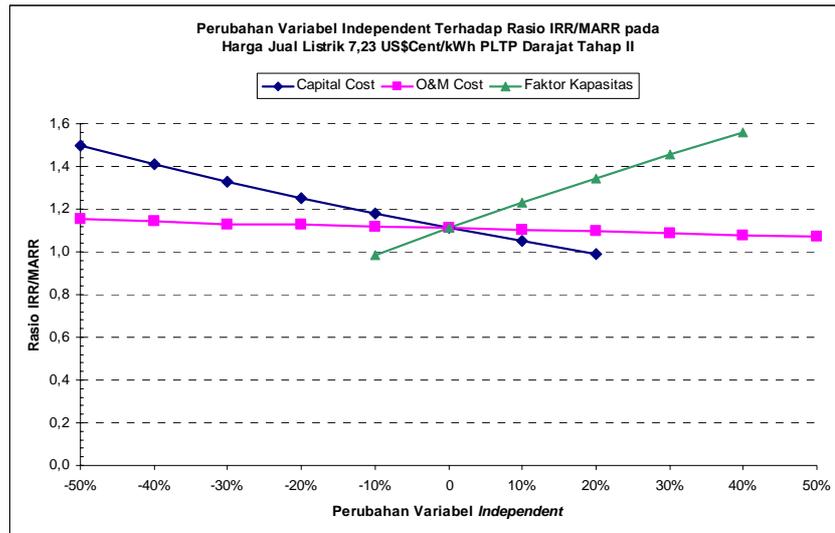
Gambar 5.7. sampai dengan 5.10. menunjukkan grafik perubahan variabel independen terhadap rasio IRR/MARR untuk PLTP Darajat Tahap II. PLTP Darajat Tahap II memiliki kapasitas sebesar 90 MW.



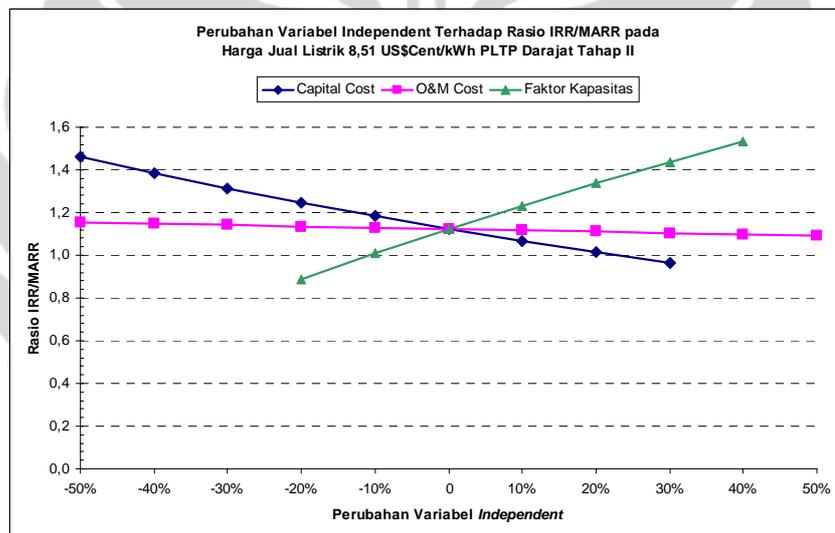
Gambar 5.7. Perubahan Variabel Independen Terhadap Rasio IRR/MARR Pada Harga Jual Listrik 5,45 US\$Cent/kWh, PLTP Darajat Tahap II (90 MW).



Gambar 5.8. Perubahan Variabel Independen Terhadap Rasio IRR/MARR Pada Harga Jual Listrik 5,95 US\$Cent/kWh, PLTP Darajat Tahap II (90 MW).



Gambar 5.9. Perubahan Variabel Independen Terhadap Rasio IRR/MARR Pada Harga Jual Listrik 7,23 US\$Cent/kWh, PLTP Darajat Tahap II (90 MW).



Gambar 5.10. Perubahan Variabel Independen Terhadap Rasio IRR/MARR Pada Harga Jual Listrik 8,51 US\$Cent/kWh, PLTP Darajat Tahap II (90 MW).

Sama seperti PLTP Salak Tahap I, PLTP Darajat Tahap II juga layak dikembangkan dengan menggunakan skenario *base case* karena rasio IRR/MARR pada keempat variasi tarif nilainya lebih besar dari 1.

Perubahan *capital cost* sangat mempengaruhi nilai rasio IRR/MARR namun yang perlu diperhatikan adalah kenaikan *capital cost* memiliki batas tertentu. Bila batas tersebut dilampaui maka menyebabkan nilai rasio IRR/MARR turun sampai di bawah nilai kritis. Sebagai contoh, kenaikan *capital cost* sebesar 10% dengan harga jual listrik 5,45 US\$Cent/kWh dan 5,95 US\$Cent/kWh sudah menyebabkan rasio IRR/MARR mencapai di bawah nilai kritis.

Demikian halnya dengan perubahan faktor kapasitas, dengan penurunan *capital cost* sebesar 10% pada harga jual listrik 5,45 US\$Cent/kWh, 5,95 US\$Cent/kWh, dan 7,23 US\$Cent/kWh sudah menyebabkan rasio IRR/MARR mencapai di bawah nilai kritis.

Perubahan biaya operasi dan pemeliharaan tetap memberikan pengaruh yang sangat kecil terhadap rasio IRR/MARR. Namun pada kapasitas 90 MW, PLTP memiliki batas toleransi kenaikan biaya operasi dan pemeliharaan maksimum terutama pada harga jual listrik sebesar 5,45 US\$Cent/kWh. Pada skenario ini, kenaikan biaya operasi dan pemeliharaan sebesar 20% akan menyebabkan rasio IRR/MARR nilainya di bawah nilai kritis.

Dari analisis sensitivitas rasio IRR/MARR ini dapat ditentukan batas-batas toleransi yang harus dipenuhi agar PLTP layak dikembangkan. Rangkuman batas-batas tersebut seperti ditunjukkan oleh Tabel 5.8.

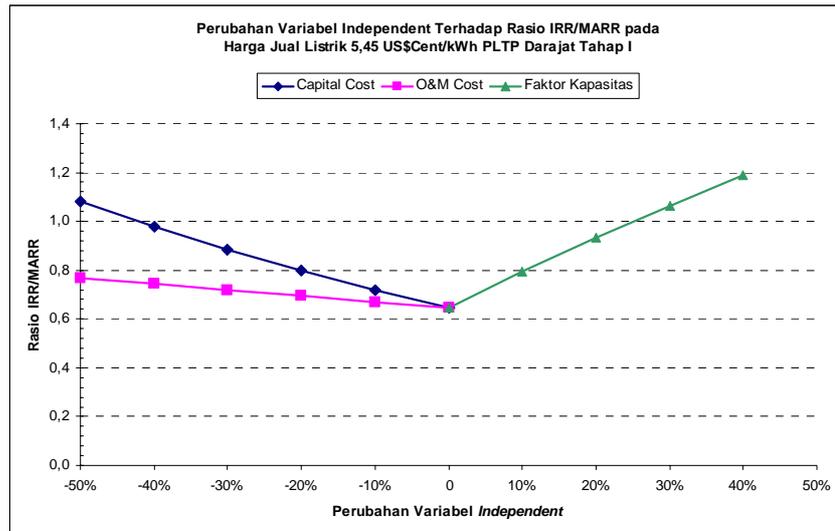
Tabel 5.8. Batas Toleransi Perubahan Variabel Independen Pada PLTP Darajat Tahap II

Harga Jual Listrik (US\$Cent/kWh)	Faktor Kapasitas	Capital Cost	Biaya Operasi & Pemeliharaan
8,51	-10,4%	22%	-
7,23	-8,5%	17,5%	-
5,95	-4,1%	8,2%	51%
5,45	-1,6%	3%	17,5%

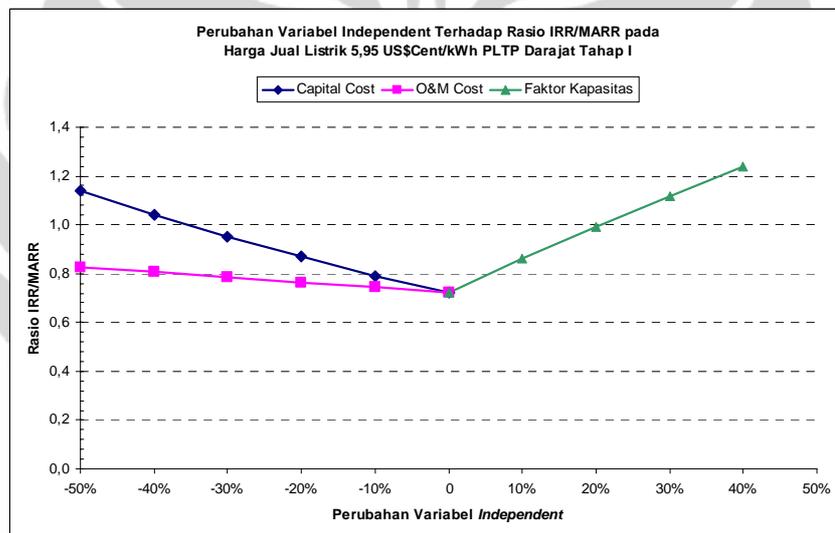
### 5.2.3 Analisis Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Darajat Tahap I

PLTP Darajat Tahap I merupakan PLTP dengan kapasitas terkecil yang dijadikan contoh pada tesis ini yaitu sebesar 55 MW. Gambar 5.11. sampai dengan 5.14 memperlihatkan bahwa PLTP Darajat Tahap I pada keempat variasi tarif dapat dinyatakan tidak layak karena nilai rasio IRR/MARR yang dihasilkan pada skenario *base case* berada dibawah nilai kritis. Hal ini menunjukkan pada skenario *base case* PLTP Darajat Tahap I tidak layak dikembangkan meskipun telah menggunakan skema CDM.

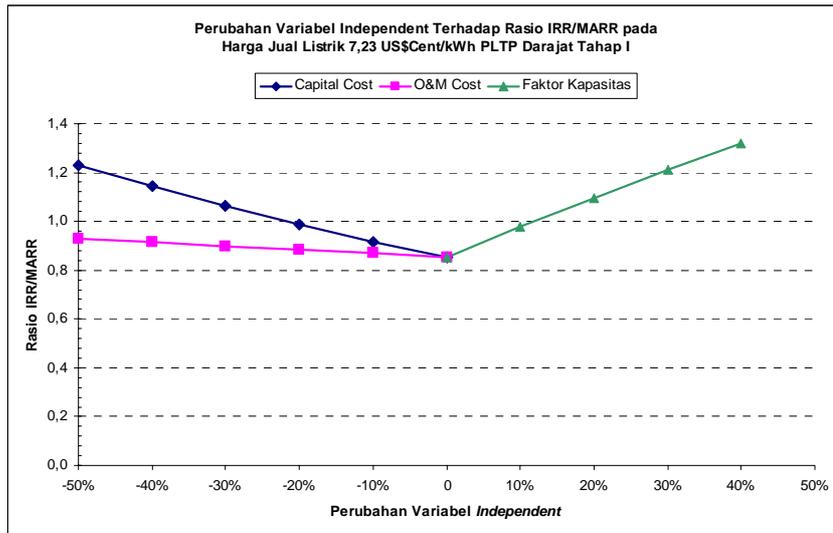
Namun ada beberapa cara lain agar PLTP Darajat Tahap I menjadi layak untuk dikembangkan yaitu dengan menurunkan *capital cost* dan menaikkan faktor kapasitas.



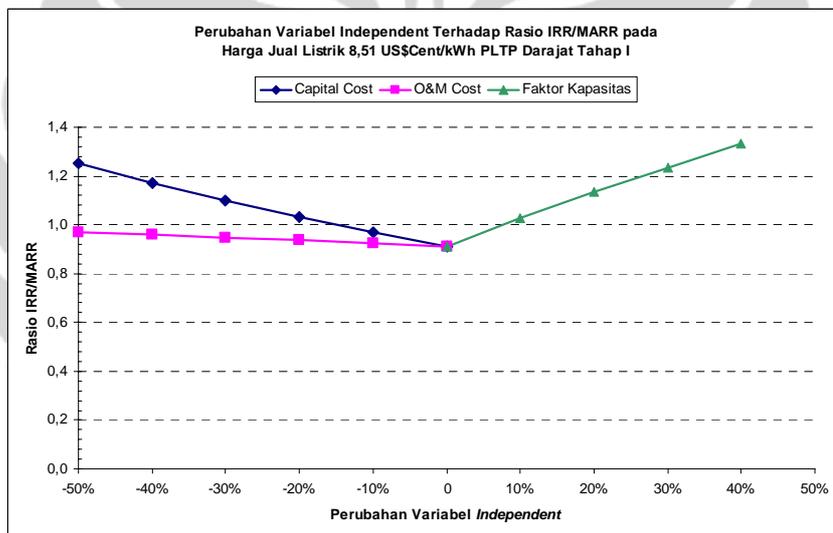
Gambar 5.11. Perubahan Variabel Independen Terhadap Rasio IRR/MARR Pada Harga Jual Listrik 5,45 US\$Cent/kWh, PLTP Darajat Tahap I (55 MW).



Gambar 5.12. Perubahan Variabel Independen Terhadap Rasio IRR/MARR Pada Harga Jual Listrik 5,95 US\$Cent/kWh, PLTP Darajat Tahap I (55 MW).



Gambar 5.13. Perubahan Variabel Independen Terhadap Rasio IRR/MARR Pada Harga Jual Listrik 7,23 US\$Cent/kWh, PLTP Darajat Tahap I (55 MW).



Gambar 5.14. Perubahan Variabel Independen Terhadap Rasio IRR/MARR Pada Harga Jual Listrik 8,51 US\$Cent/kWh, PLTP Darajat Tahap I (55 MW).

Dari analisis sensitivitas rasio IRR/MARR ini dapat ditentukan batas-batas toleransi yang harus dipenuhi agar PLTP layak dikembangkan. Rangkuman batas-batas tersebut seperti ditunjukkan oleh Tabel 5.9.

Tabel 5.9. Batas Toleransi Perubahan Variable Independen Pada PLTP Darajat Tahap I

Harga Jual Listrik (US\$Cent/kWh)	Faktor Kapasitas	Capital Cost	Biaya Operasi & Pemeliharaan
8,51	7,7%	-15%	-
7,23	12,1%	-22,4%	-
5,95	20%	-34,6%	-
5,45	24,6%	-41,2%	-

Tabel 5.9. menunjukkan bahwa faktor kapasitas minimum yang harus dimiliki oleh PLTP Darajat Tahap I adalah naik sebesar 7,7% dari skenario *base case* untuk harga jual listrik sebesar 8,51 US\$Cent/kWh, naik sebesar 12,1% dari skenario *base case* untuk harga jual listrik sebesar 7,23 US\$Cent/kWh, naik sebesar 20% dari skenario *base case* untuk harga jual listrik sebesar 5,95 US\$Cent/kWh, dan naik sebesar 24,6% dari skenario *base case* untuk harga jual listrik sebesar 5,45 US\$Cent/kWh.

Sedangkan *capital cost* dari PLTP Darajat Tahap I harus diturunkan sampai minimum 15% lebih rendah dari skenario *base case* untuk harga jual listrik sebesar 8,51 US\$Cent/kWh, minimum 22,4% lebih rendah dari skenario *base case* untuk harga jual listrik sebesar 7,23 US\$Cent/kWh, minimum 34,6% lebih rendah dari skenario *base case* untuk harga jual listrik sebesar 5,95 US\$Cent/kWh, dan minimum 41,2% lebih rendah dari skenario *base case* untuk harga jual listrik sebesar 5,45 US\$Cent/kWh.

