

BAB 4

Hasil dan Pembahasan

Hasil penelitian membahas mengenai identifikasi lokasi studi dari segi geografi, geologi, kegempaan, kondisi iklim, pola operasi waduk, kedalaman waduk, aspek lingkungan dan titik interkoneksi dengan infrastruktur kelistrikan yang telah ada. Layout dan rancangan teknis dari komponen PLTS Terapung yang terdiri dari modul surya, inverter, transformator, platform pengapung, jangkar penahan dan tali penambat akan dijelaskan pada bab berikut. Pembahasan mengenai asumsi yang digunakan dalam model energi, simulasi bayangan, analisa hasil simulasi produksi energi, estimasi biaya proyek dan analisa kelayakan finansial akan dibahas lebih lanjut dalam bab ini.

4.1 Hasil

4.1.1 Identifikasi Lokasi

4.1.1.1 Kondisi geografi, geologi, kegempaan

Secara geografis, lokasi studi terletak di beberapa kecamatan seperti Wuryantoro, Wonogiri, Nguntoronadi, Eramoko dan Baturetno di Kabupaten Wonogiri, Jawa Tengah. Waduk Wonogiri berlokasi 7 km arah selatan dari pusat ibukota kabupaten Wonogiri.

Error! Unknown document property name.

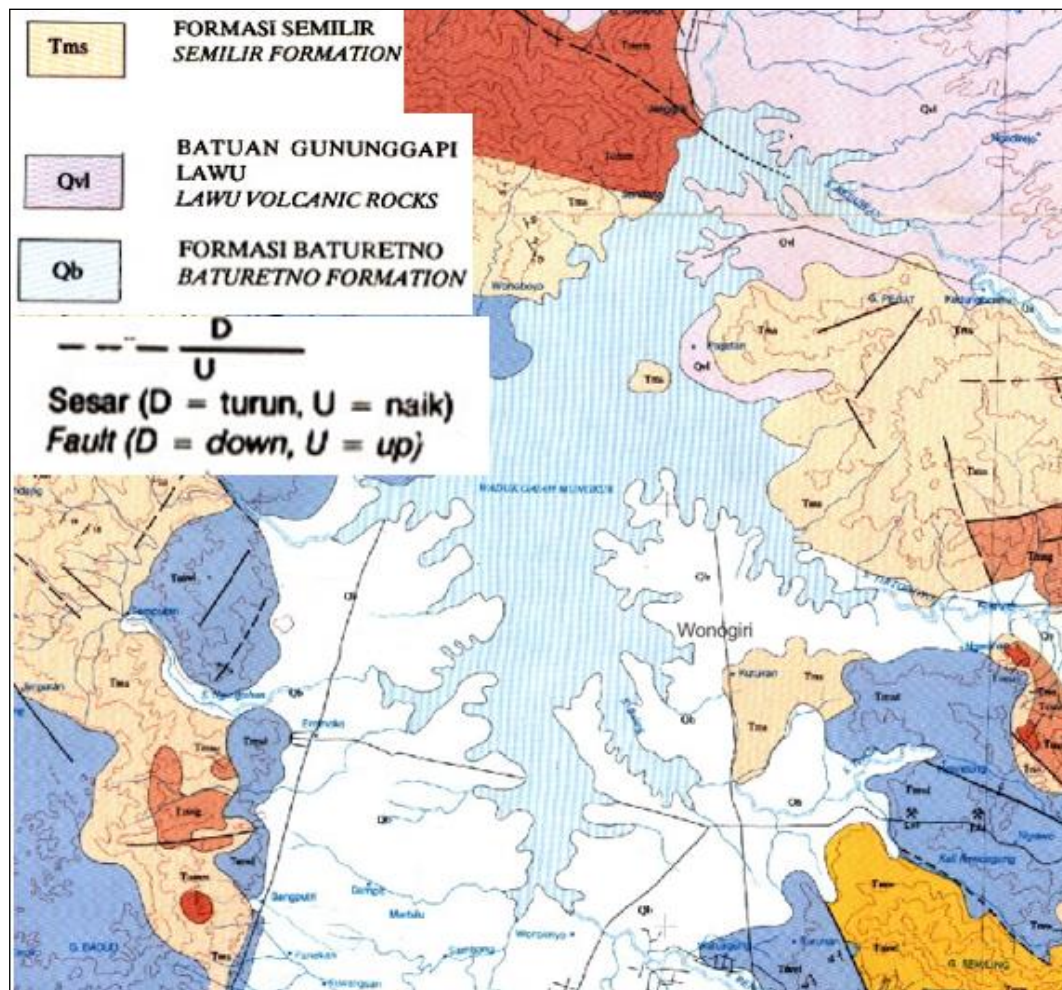


Gambar IV.1 Peta Administrasi Kabupaten Wonogiri

Secara geologi, waduk Wonogiri terletak dalam tiga formasi yang diendapkan pada masa Holosen (Kuartar) sampai dengan Miosen Awal yaitu :

- Formasi Baturetno (Qb) : terdiri dari lempung hitam, lumpur, lanau dan pasir
- Batuan Gunungapi Lawu : terdiri dari breksi gunung api, lava dan tuf
- Formasi Semilir : terdiri dari tuf, breksi batuapung, batupasir tufan dan serpih

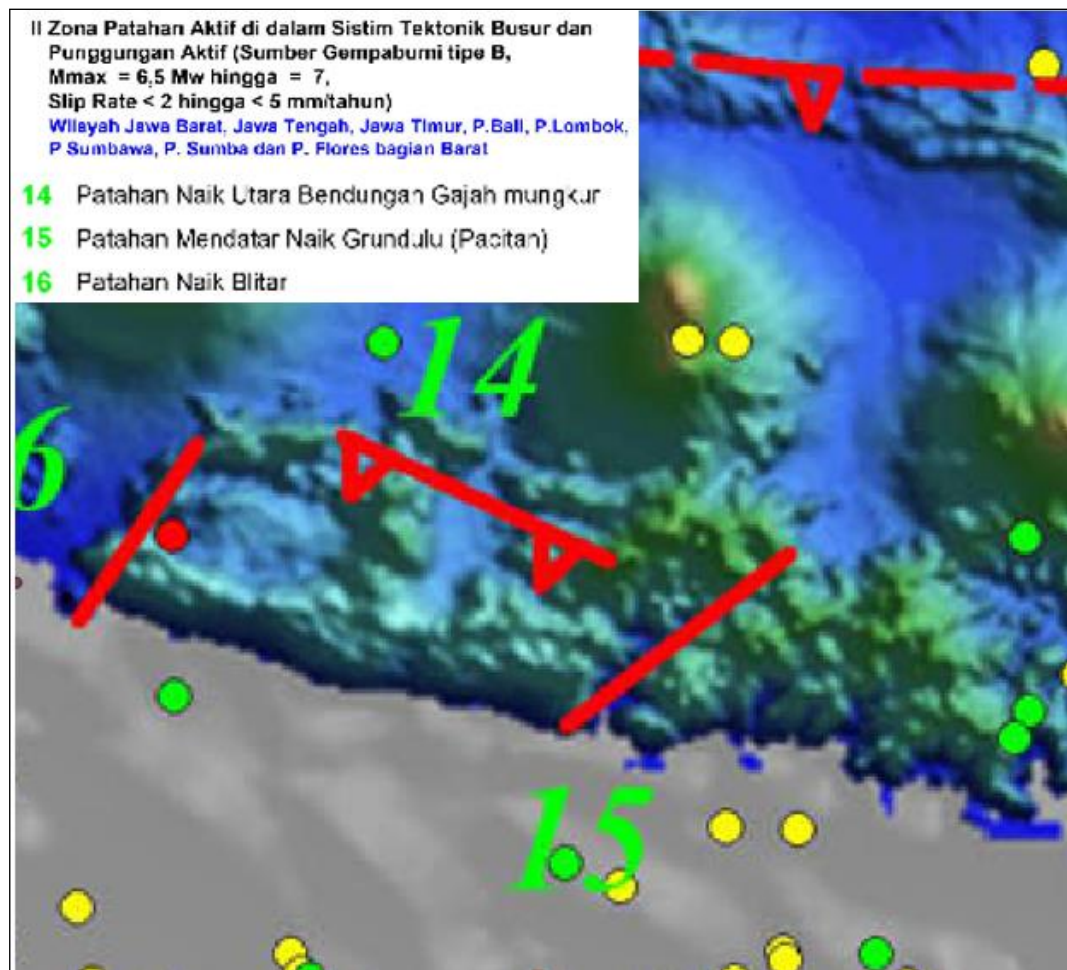
Error! Unknown document property name.



Gambar IV.2 Peta Geologi Lembar Surakarta-Gitontoro oleh Surono dkk 1992[46]

Secara kegempaan, wilayah studi, termasuk kedalam zona patahan aktif di dalam sistem tektonik busur dan punggung aktif (sumber gempa bumi tipe B, Magnitudo maximum = 6.5 Mw (skala Magnitudo Momen) hingga = 7, dengan geseran rata-rata <2 hingga <5mm/ tahun. Terdapat Patahan Naik Utara Bendungan Wonogiri sepanjang 48 km yang melintang dari barat ke timur bagian utara waduk Wonogiri.

Error! Unknown document property name.



Gambar IV.3 Peta Petahan Aktif Indonesia oleh Soehaimi dkk, 2021[47]

4.1.1.2 Kondisi iklim dan iradians surya

Kondisi iklim di lokasi dapat dirangkum dalam **Tabel 4.1** sebagai berikut:

Tabel 4.1 Kondisi Iklim Kabupaten Wonogiri ([48], [49])

Kondisi Iklim	Nilai
Suhu Udara	Minimum : 19.5° C (September) Rata-Rata : 24.7 ° C (Februari)- 26.5 ° C (Mai) Maksimum : 35.7 ° C (Agustus)
Curah Hujan	Minimum : 9.5 mm (Juli) Maksimum : 339.3 mm (Januari)

Error! Unknown document property name.

Kelembaban Udara	Minimum : 75.3 % (September) Rata-rata : 84.0 % (Oktober) - 89.4 % (Februari) Maksimum : 93.3 % (Januari)
Kecepatan Angin	Rata-Rata : 2.0 m/s
Iradiasi Horisontal Global [49]	Minimum : 135.2 kWh/m ² (Februari) Maksimum: 189.4 kWh/m ² (September)

4.1.1.3 Pola Operasi Waduk

Pola operasi waduk dapat dirangkum dalam **Tabel 4.2** berikut :

Tabel 4.2 Pola Operasi Waduk Wonogiri [50]

No	Tinggi Muka Air	Ketinggian
1	Tinggi Muka Air Banjir Luar Biasa Besar (EFWL)	+ 139,9 mdpl
2	Tinggi Muka Air Tambahan (SWL)	+ 139,1 mdpl
3	Tinggi Muka Air Banjir Besar	+ 138,6 mdpl
4	Tinggi Muka Air Normal (NHWL)	+137,0 mdpl
5	Tinggi Muka Air Kontrol Banjir	+136,3 mdpl
6	Tinggi Muka Air Rendah (LWL)	+127,0 mdpl

Secara historis tinggi muka air tertinggi dan terendah berada pada elevasi +137,29 (2007) mdpl dan +124,67 mdpl (2019). Variasi tinggi muka air hampir mencapai 14m.

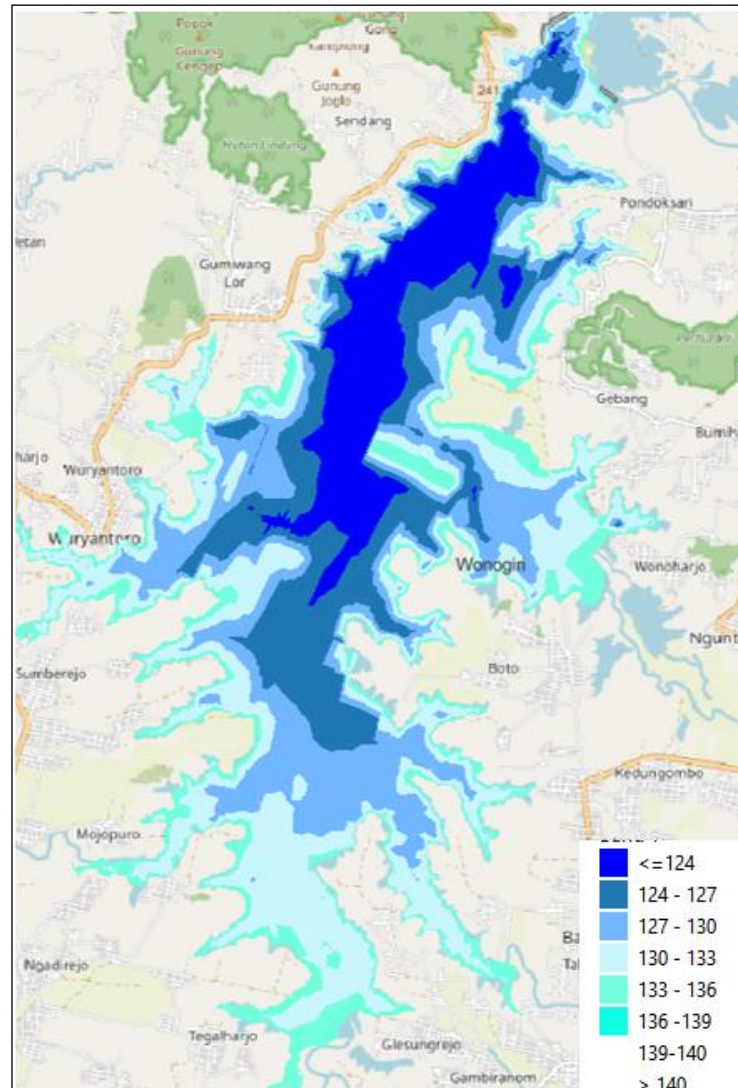
4.1.1.4 Kedalaman Waduk (Batimetri)

Peta batimetri menggambarkan lantai / dasar perairan atau badan air termasuk laut, sungai, aliran air atau danau[12]. Badan air dengan dasar yang sebagian besar datar merupakan lokasi yang optimal untuk pembangkit listrik tenaga surya terapung [12], karena dapat memberikan dasar sistem penahan yang lebih aman. Waduk

Error! Unknown document property name.

Wonogiri dengan luas genangan saat kondisi tinggi muka air normal sekitar 7,360 ha dan tinggi muka air minimum sekitar 2,670 ha [51]

Dasar waduk Wonogiri mempunyai ketinggian dari +119,2 mdpl sampai +136 mdpl dengan rata-rata kedalaman pada +129 mdpl.[52]



Gambar IV.4 Rona Elevasi Dasar Waduk Wonogiri (diolah dari data pengukuran Echosounding oleh Perum Jasa Tirta 1)

4.1.1.5 Aspek Lingkungan

Selain sebagai pembangkit listrik Tenaga air (PLTA), keberadaan waduk Wonogiri juga berfungsi sebagai pengendali banjir Sungai Bengawan Solo, penyedia air irigasi, dan sebagai tempat pariwisata dan perikanan (budidaya dan perikanan tangkap)

Error! Unknown document property name.

[53]. Perikanan budidaya ikan air tawar di karamba jaring apung berada di kawasan waduk serbaguna Wonogiri meliputi jenis ikan nila, ikan mas, ikan lele, ikan gurame dan patin dengan sebaran lokasi terutama di kecamatan Wonogiri dan Wuryantoro yaitu di desa Gumiwang Lor dan Sendang sebagaimana terlihat pada citra satelit di **Gambar IV.5** berikut ini.



Gambar IV.5 Citra Satelit Karamba Jaring Apung (sumber : Google Earth 2024)

4.1.1.6 Titik Interkoneksi

Salah satu fungsi dari waduk Wonogiri adalah sebagai pembangkit listrik tenaga air. Kapasitas terpasang pembangkit PLTA Wonogiri 2 x 6,2 MW, terdiri dari dua unit turbin jenis *vertikal shaft* - Kaplan sebagai penggerak generator sinkron yang dapat menghasilkan kapasitas daya semu generator sebesar 2 x 7,75 MVA, tegangan sebesar 6,6 kV dan daya listrik 40 juta kWh/ tahun. Tegangan 6,6 kV ini

Error! Unknown document property name.

dinaikkan oleh transformator utama 15,5 MVA di gardu induk PLTA ke tegangan menengah 20 kV kemudian disalurkan ke gardu induk Wonogiri yang terletak di desa Pelem kecamatan Jatisrono serta ke *auxillary* transformator untuk pemakaian sendiri. Dengan kapasitas transformator utama hanya 15,5 MVA (dengan faktor daya, $\cos \phi = 0.8$) untuk menampung pembangkit 12,4 MW dan koneksi ke gardu induk Wonogiri hanya dengan jaringan tegangan rendah 20 kV sehingga PLTS Terapung Wonogiri tidak dapat dikoneksikan ke gardu induk PLTA Wonogiri.

Sebagai perbandingan PLTA Cirata di Jawa Barat yang merupakan PLTA terbesar di Indonesia dengan kapasitas pembangkit 8×126 MW, terdiri dari delapan unit turbin jenis *vertikal shaft-Francis* sebagai penggerak generator dapat menghasilkan kapasitas daya semu generator sebesar 8×140 MVA, tegangan sebesar 16,5 kV dan daya listrik 1,428 GWh per tahun. Tegangan 16,5 kV ini dinaikkan oleh transformator utama 4×280 MVA di gardu induk PLTA ke tegangan ekstra tinggi 500 kV dan masuk ke Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET 500 kV) yang terpisah sejauh 1 km. Sedangkan dari PLTS Terapung Cirata listrik masuk ke gardu induk PLTS Cirata yang terletak di pinggir waduk, setelah tegangan dinaikkan menjadi 150 kV kemudian akan masuk ke gardu induk Cirata Baru (GI 150 kV).

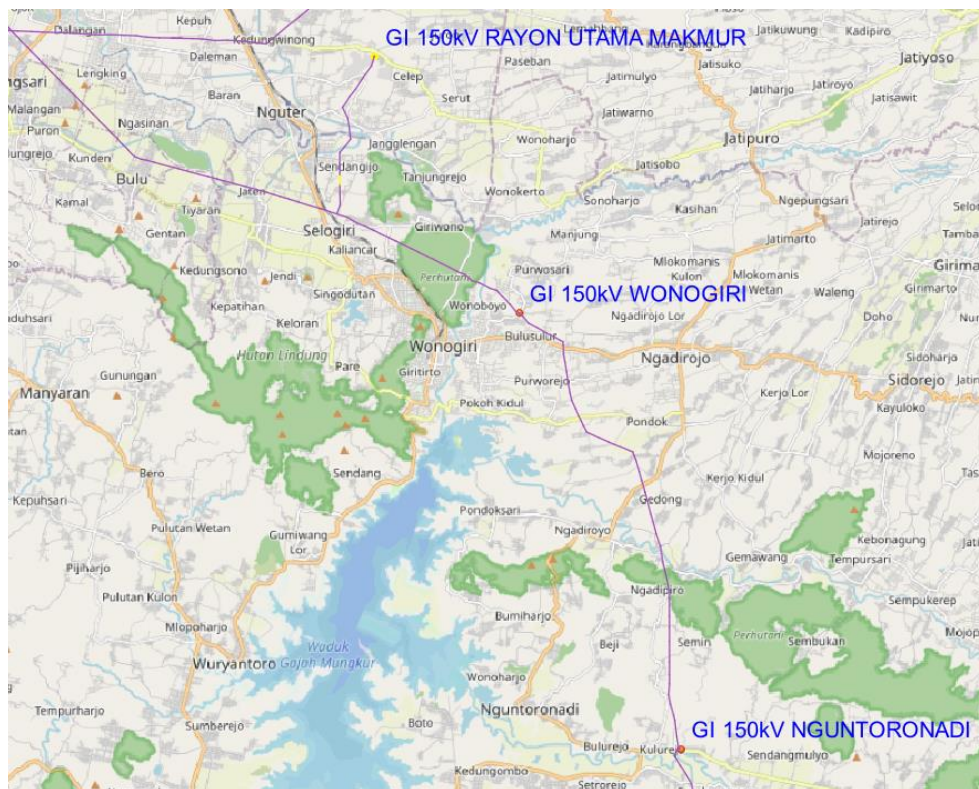


Gambar IV.6 Lokasi dan kondisi *Swicthyard* PLTA Wonogiri

Berdasarkan pedoman penyambungan pembangkit listrik energi terbarukan ke sistem distribusi PLN, kapasitas maksimum yang dapat disambungkan ke sistem distribusi PLN 20 kV adalah 10 MW [54]. Dengan asumsi kapasitas PLTS Terapung ini lebih besar dari 10 MW, maka PLTS Wonogiri harus disambungkan ke sistem 150 kV. Terdapat tiga lokasi potensial untuk koneksi secara radial ke gardu induk 150kV terdekat yaitu gardu induk Wonogiri dan gardu induk Rayon

Error! Unknown document property name.

Utama Makmur di utara waduk serta gardu induk Nguntoronadi. Koneksi secara *double phi* ke transmisi 150kV SUTT Nguntoronadi – Wonogiri juga dapat dijadikan alternatif untuk koneksi ke jaringan PLN. Potensi titik interkoneksi dapat terlihat pada gambar berikut. Jarak ke gardu induk Wonogiri diperkirakan 9 km dan 12 km ke gardu induk Nguntoronadi. Gardu induk Wonogiri mempunyai dua unit transformator dengan total kapasitas 120 MVA dan rencana pembangunan jalur transmisi 150 kV baru dari Tawang Sari (Sritex) yang akan dikoneksikan ke gardu induk Wonogiri ini. Sedangkan gardu induk Nguntoronadi memiliki 1 unit trafo berkapasitas 60 MVA tanpa rencana koneksi jalur 150 kV baru.[15]



Gambar IV.7 Potensi Titik Interkoneksi ke jaringan 150 kV PLTS Terapung Wonogiri

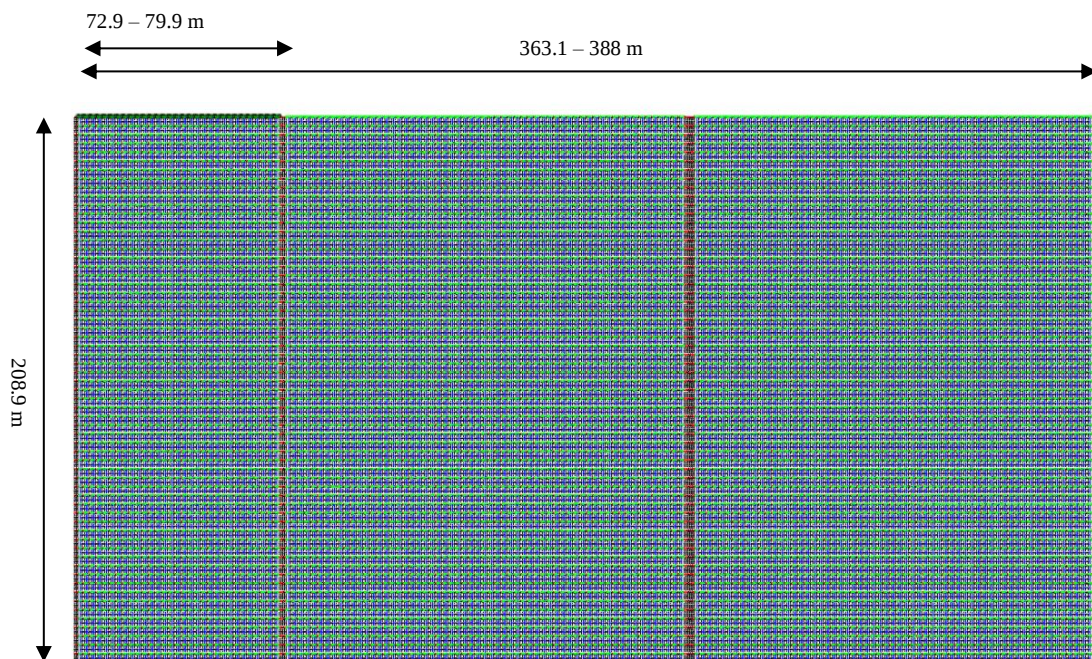
4.1.2 Rancangan Teknis

4.1.2.1 Umum

Terdapat dua area potensial untuk penempatan lokasi PLTS Terapung di waduk Wonogiri yaitu area A (selatan) dan area B (utara) seperti terlihat pada **Gambar IV.10** di bawah. Total kapasitas PLTS Terapung sekitar 254,8 – 259,5 MWp

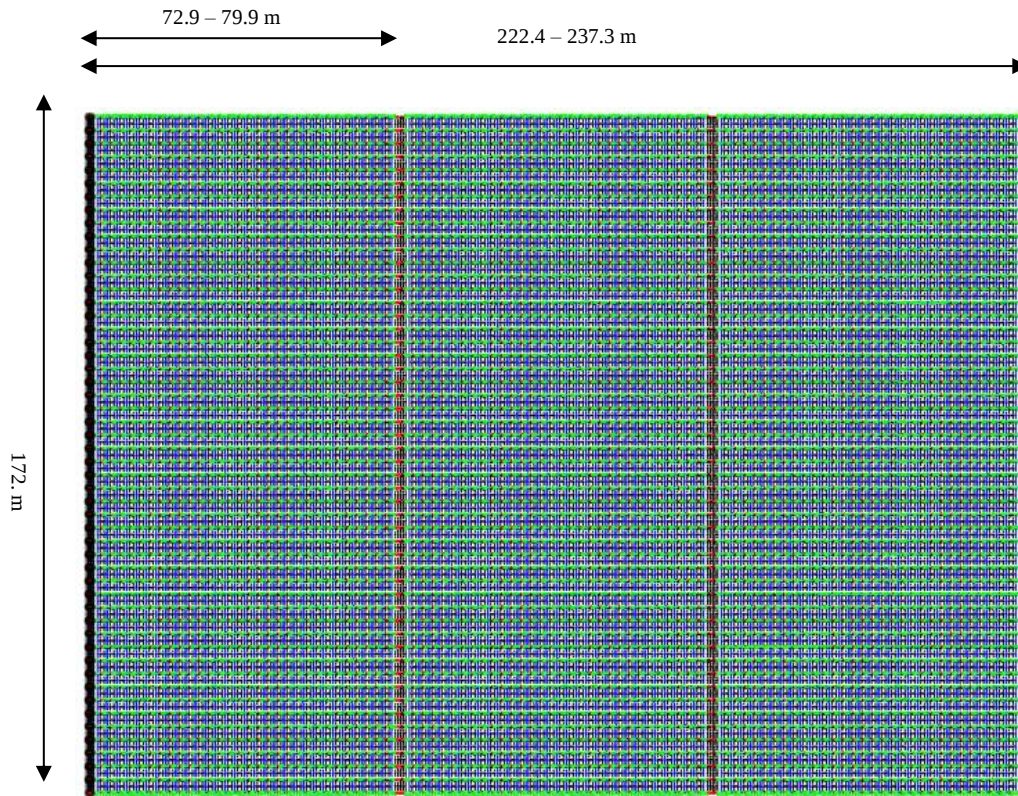
Error! Unknown document property name.

dengan jumlah pulau surya sebanyak 24 pulau surya, terdiri dari 162,9 – 163,8 MWp di area selatan dan 96,6 – 97,1 MWp di area utara. Dua jenis pulau surya digunakan pada rancangan ini yaitu pulau surya kapasitas besar 12,09 – 12,15 MWp dan pulau surya kapasitas kecil 5,96 – 5,99 MWp seperti terlihat pada **Gambar IV.8** dan **Gambar IV.9** di bawah. Area A terdiri dari 15 pulau surya dengan rincian 12 pulau surya besar dan 3 pulau surya kecil. Sedangkan area B terdiri dari 9 pulau surya dengan rincian 7 pulau surya besar dan 2 pulau surya kecil. Pulau surya besar memiliki dimensi 208,9m x 363,1 - 388 m dan pulau surya kecil dengan dimensi 172 m x 224,1 – 237,3 m. Estimasi kebutuhan ruangan sekitar 4 ha dan 8,1 ha untuk satu pulau surya kecil dan besar secara berurutan. Total kebutuhan genangan waduk untuk PLTS Terapung Wonogiri ini sekitar 458 ha terdiri dari 180 ha di area B dan 278 ha di area A. Luasan ini setara dengan 6,25% dari luas genangan waduk saat tinggi muka air normal.



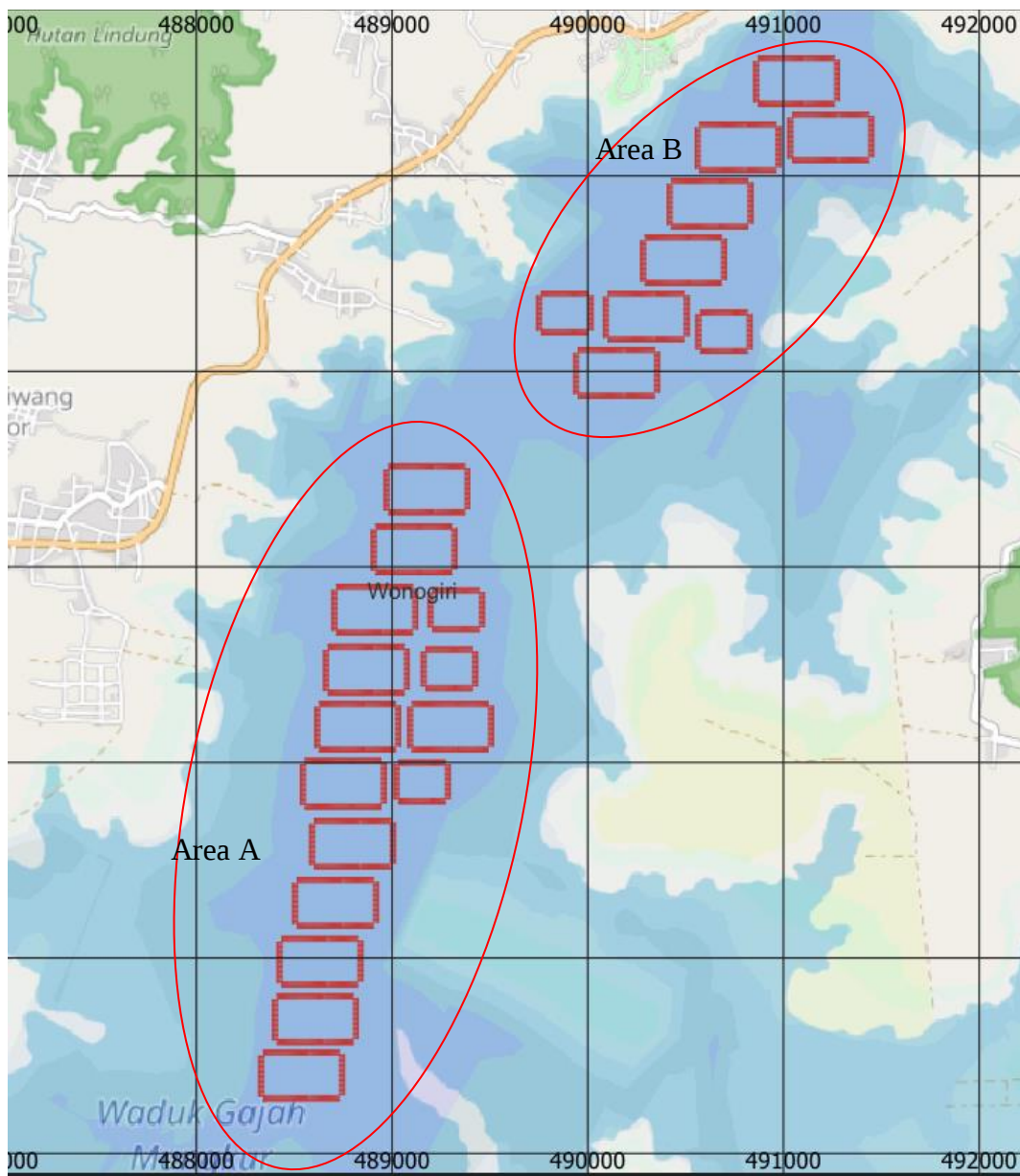
Gambar IV.8 Pulau Surya Besar Berkapasitas 12,09 – 12,15 MWp

Error! Unknown document property name.



Gambar IV.9 Pulau Surya Kecil Berkapasitas 5,97 – 5,99 MWp

Error! Unknown document property name.



Gambar IV.10 Lokasi Potensial Penempatan PLTS Terapung di waduk Wonogiri

Tabel IV.1 Berikut menjelaskan konfigurasi PLTS Terapung di Waduk Wonogiri

Tabel IV.1 Konfigurasi PLTS Terapung di Waduk Wonogiri

No	Item	Nilai	
1	Kapasitas Nominal DC (MWp)	259,5	254,80
2	Kapasitas Nominal AC (MWac)	193,6 / 198	193,6 / 198
3	Rasio DC / AC	1,341 / 1,311	1,316 / 1,287

Error! Unknown document property name.

4	Kapasitas Modul Surya (Wp)	650	700
5	Jumlah Modul Surya (ea)	399,300	364,000
6	Total Luasan modul (m2)	1,240,366	1,130,712
7	Jumlah Modul surya per string	30	28
8	Jumlah string per panel <i>array</i> .	2	
9	Orientasi Modul surya	<i>landscape</i>	
10	Sudut kemiringan panel <i>array</i>	7 °	
11	Jumlah string PLTS Terapung	13,310	13,000
12	Kapasitas Inverter (kW _{AC})	4400 / 1100	4400/ 1100
13	Jumlah Inverter (ea)	44 / 180	44 / 180

4.1.2.2 Modul Surya

Modul surya yang digunakan pada studi ini berfokus pada jenis monokristalin bifacial (*double-glass*), yang mempunyai nilai efisiensi tinggi diatas 20 % dengan kapasitas diatas 650 Wp. Saat ini berdasarkan data di Kementerian Perindustrian Republik Indonesia, belum ada modul surya yang memenuhi Tingkat Kandungan Dalam Negeri (TKDN) minimal 60% seperti yang disyaratkan mulai berlaku per 1 Januari 2025. Kapasitas modul surya terbesar yang memiliki sertifikat TKDN diatas 40% seperti yang disyaratkan pada peraturan Menteri Perindustrian sebelumnya adalah modul berkapasitas 555 Wp dari PT. Idn Solar Tech dengan merek dagang NUSA yang memiliki efisiensi 21,69 %. Akan tetapi, harga modul surya buatan dalam negeri lebih mahal sekitar 30% - 45% dibandingkan produk impor [55]–[58].

Dalam penelitian ini akan dipilih dua modul surya dari pabrikan Trina Solar yaitu berkapasitas 650 Wp dan 700 Wp yang memiliki efisiensi 20,9% dan 22,5 % secara berurutan. Di Indonesia komitmen pabrikan ini untuk mencapai nilai TKDN seperti yang disyaratkan bisa dilihat dengan adanya penandatanganan *shareholders agreement joint venture* PT. Trina Mas Agra Indonesia (PT.TMAI) antara PLN

Error! Unknown document property name.

Indonesia Power (IP) Renewables, Trina Solar, Sinar Mas dan Agra Surya Energi. Pembangunan pabrik sel dan modul surya terbesar di Indonesia berkapasitas 1 GWp per tahun sedang dilakukan di Kawasan Ekonomi Khusus Kendal, Jawa Tengah[59].

Spesifikasi modul surya yang digunakan pada studi ini dapat dijelaskan dalam **Tabel IV.2** berikut.

Tabel IV.2 Spesifikasi modul surya Trina Solar [60][61]

No.	Parameter	Penjelasan	Satuan	Nilai	
				TSM-DEG21C.20	TSM-NEG21C.20
1	Pmax	Nilai daya output modul surya maximum pada kondisi STC	Watt Peak	650	700
2	Vmpp	Nilai tegangan pada daya output maksimum	Volt	37,7	40,5
3	Impp	Nilai arus pada daya output maksimum	Ampere	17,27	17,29
4	Voc	Nilai tegangan sirkuit terbuka (belum terhubung dengan beban)	Volt	45,5	48,6
5	Isc	Nilai arus hubung singkat modul surya	Ampere	18,35	18,32
6	η	Efisiensi modul	%	20,9	22,5

4.1.2.3 Inverter

Inverter yang digunakan pada studi ini adalah jenis sentral inverter dari Sungrow dengan kapasitas 4400 kW dan 1100 kW. Spesifikasi inverter dapat dijelaskan pada **Tabel IV.3** berikut.

Error! Unknown document property name.

Tabel IV.3 Spesifikasi Inverter Sungrow

No	Parameter	Penjelasan	Satuan	Nilai	
No				SG4400UD-MV-US	SG1100 UD-MW
Input DC					
1	Vmax	Tegangan sistem DC maksimum	Volt	1500	1500
2	Vmppt	Tegangan range <i>Maximum Power Point Tracker</i>	Volt	915 ~ 1500	895 ~ 1500
3	Imax per MPPT	Arus input DC maksimum tiap MPPT	Ampere	1226	1435
4	Iscmax per MPPT	Arus hubung singkat maskimum tiap MPPT	Ampere	3528	5000
5	Jumlah MPPT	Jumlah MPPT yang dimiliki inverter	Buah	4	1
6	Jumlah Input DC	Jumlah input yang dapat terhubung ke inverter	Buah	28	5
	Jumlah output AC				
1	P _{AC}	Daya output AC	kW _{AC}	4400	1100
2	I _{AC}	Arus maksimum dari output yang dihasilkan inverter	Ampere	n/a	73
3	I _{ACmak}	Maks. arus keluaran inverter	Ampere	n/a	1160

Error! Unknown document property name.

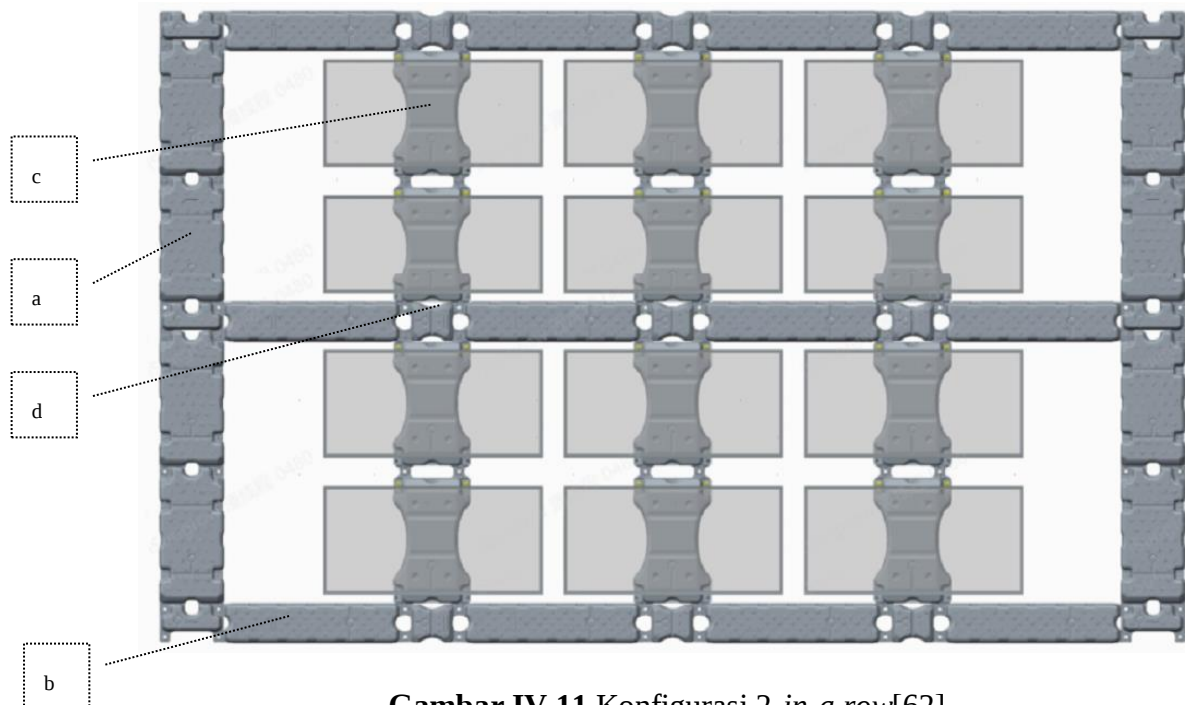
4.1.2.4 Transformator Tegangan Menengah dan Tegangan Tinggi

Transformator tegangan menengah dipasang untuk meningkatkan output daya inverter dari level 630 - 645 volt menjadi 20 – 33 kV dan akan terkoneksi pada panel distribusi MV *switchgear* seterusnya output akan kembali ditingkatkan ke tegangan tinggi HV melalui transformator 20 - 33 kV ke 150 kV.

Dalam studi ini digunakan transformator MV 1100 kVA dan 4400 kVA yang terintegrasi dengan inverter dalam satu kompartemen.

4.1.2.5 Teknologi Platform Pengapung (*floater*)

Floater yang digunakan pada studi ini adalah tipe pengapung yang terbuat dari bahan HDPE (*High Density Polyethylene*) pabrikan Sungrow. Sistem pengapung disusun dalam format “2-in-a row” dimana tiap 2 baris modul surya tersedia akses *walkway* yang dapat dilihat pada **Gambar IV.11**. Terdiri dari platform terapung modular yang menggunakan pelampung yang dirancang khusus untuk aplikasi PLTS terapung seperti modul surya, inverter, *walkway* dan kabel.



Gambar IV.11 Konfigurasi 2-in-a row[62]

Terdapat 4 jenis *floating* yang digunakan sebagai berikut:

- a) *Multi-function floating body “SGF-PT50-H1”* (1410mm x 560mm)

Error! Unknown document property name.

- b) *Aisle floating body “SGF-PT50-P1”* (1930mm x 290mm)
- c) *Main floating body “SGF-PT50-M1”* (1410mm x 560mm)
- d) *Connection floating body “SGF-PT50-A1”* (560mm x 290mm)

4.1.2.6 Jangkar penahan (*anchor*) dan tambatan (*mooring*)

Jangkar penahan yang digunakan adalah jenis *gravity anchor* berupa blok beton yang dibenamkan ke dasar waduk. Sedangkan material utama kabel tambatan yang menghubungkan balok jangkar dengan sistem terapung dipakai adalah jenis *syntetic fiber* berupa *polyester* yang dikombinasikan dengan material lain seperti rantai, *shackles* dan clamp.

Sistem kabel jangkar merupakan sistem yang menghubungkan balok jangkar dengan sistem terapung. Sistem ini terdiri dari beberapa kombinasi yang mungkin digunakan yang dihubungkan oleh *shackle stainless*.

Parameter beban lingkungan dan desain sistem penambat yang digunakan dalam studi ini dapat dilihat pada **Tabel IV.4** berikut :

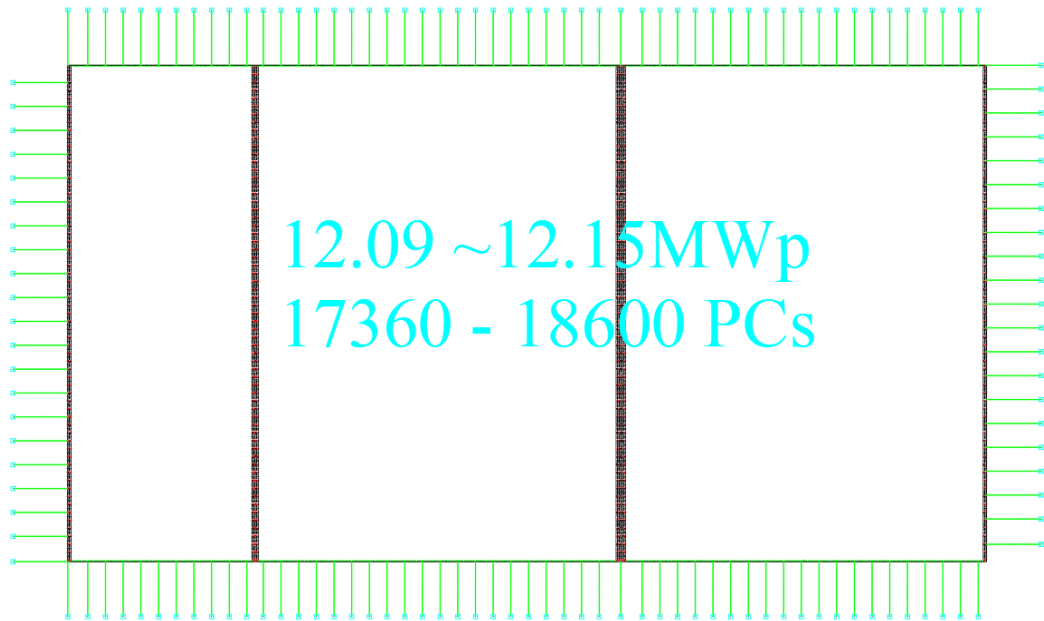
Tabel IV.4 Parameter Beban Lingkungan dan Desain Sistem *Anchoring* dan *Mooring*

No	Item	Satuan	Nilai
1	Beban Lingkungan		
a	Kecepatan angin	m/s	39
b	Beban angin pada pulau surya (1)	kN	959
c	Tinggi gelombang significant (h_s)	m	1,23
d	Tinggi gelombang maksimum ($h_{max} = 1.8 * h_s$)	m	2,22
e	Beban gelombang pada pulau surya (2)	kN	98,9
f	Kecepatan arus	m/s	1,0
g	Beban arus pada pulau surya (3)	kN	20.9

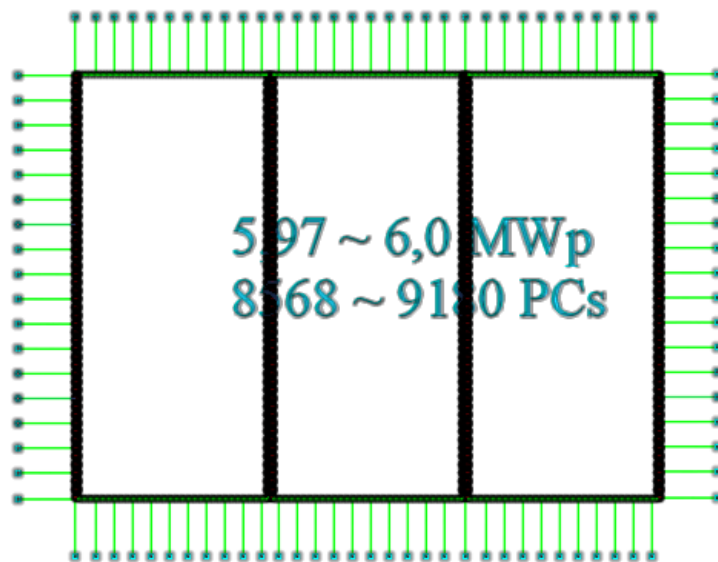
Error! Unknown document property name.

h	Beban horizontal pada pulau surya (3 = 1+2+3)	kN	1079
i	Beban Vertikal pada pulau surya	kN	1819,7
2	Desain <i>anchor</i> dan <i>mooring</i>		
a	Ukuran pulau surya	m	209m x 363 ~ 388m / 172m x 224 ~ 237 m
b	Gaya tarik mooring per pulau surya	kN	1155,5
c	Jumlah <i>mooring line</i>	ea	348
d	Jumlah <i>gravity anchor</i>	ea	348
e	Diameter kabel <i>mooring</i>	mm	12
f	Rata-rata elevasi lokasi <i>gravity anchor</i>	mdpl	+123,4
g	Rata-rata panjang kabel mooring dari tinggi muka air tertinggi	m	13,8
h	Estimasi total mooring line	km	4,8
i	Ukuran <i>gravity anchor</i>	m	2,5 x 2,5 x 1
j	Berat total <i>gravity anchor</i>	kN	52,200
k	Syarat faktor keamanan <i>gravity anchor</i> Gaya keatas > 1.5 Gelincir > 1.5 <i>Overturning</i> > 2,0	-	 2,7 > 1.5 (ok) 1,7 > 1.5 (ok) 3,5 > 2,0 (ok)
l	Syarat faktor keamanan tali tambat <i>Breaking load of cable</i> > 1,7		 3,51 > 1.7

Error! Unknown document property name.



Gambar IV.12 Konfigurasi anchor dan mooring pulau surya berkapasitas 12,09 ~ 12,15 MWp



Gambar IV.13 Konfigurasi anchor dan mooring pulau surya berkapasitas 5,97 ~ 6,0 MWp

Error! Unknown document property name.

4.2 Pembahasan

4.2.1 Asumsi yang Diterapkan dalam Model Energi

Asumsi kehilangan energi yang digunakan dalam studi ini adalah sebagai berikut.:

Tabel IV.5 Asumsi Kehilangan Energi

Parameter	Asumsi	Deskripsi
<i>Spectral loss</i>	0.0 %	Kehilangan spektral pada model PV yang mengacu pada penurunan efisiensi konversi energi akibat variasi spektrum matahari.
<i>IAM loss (Incidence Angle Modifier Loss)</i>	Standar seperti yang terdapat pada *PAN file PVsyst	Penurunan iradiasi yang benar-benar mencapai permukaan sel PV dibandingkan dengan iradiasi pada insiden normal akibat meningkatnya pantulan pada penutup kaca modul PV seiring dengan meningkatnya sudut datang cahaya, berkisar 3 - 4,5%
<i>Soiling Loss</i>	2%	Kehilangan output daya yang terjadi karena akumulasi kotoran, debu, dan puing lainnya di permukaan panel surya. Asumsi umum berdasarkan metode/ frekuensi pembersihan dan kondisi di sekitar lokasi
<i>Low Irradiance Loss</i>	Standar seperti yang terdapat pada *PAN file PVsyst	Kehilangan efisiensi modul PV seiring dengan berkurangnya iradiasi . Efisiensi modul PV berubah secara tidak linier seiring dengan penurunan intensitas iradiasi yang diterima, berkisar 1%.
Toleransi daya “ <i>Power Tolerance</i> ”	-0,075 %	Asumsi umum dari rentang toleransi daya nominal seperti yang disebutkan dalam lembar data modul (yaitu 0 hingga + 5Wp)

Error! Unknown document property name.

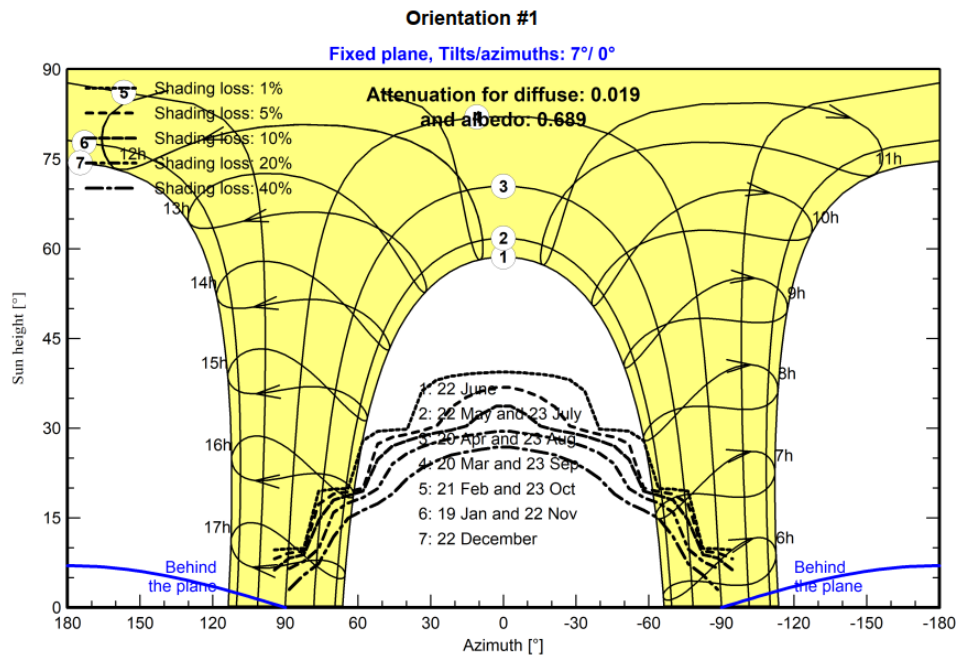
<i>Light- Induce degradation (LID)</i>	1,45 %	Penurunan kinerja modul surya yang terjadi dalam beberapa jam setelah terpapar sinar matahari. Asumsi umum untuk modul mono C-Si dan garansi modul performa standar.
<i>Mismacth loss</i>	1,1	Kehilangan daya yang terjadi ketika ada perbedaan karakteristik listrik antara modul PV dalam sebuah <i>array</i> . Asumsi umum untuk modul C-Si dengan sedikit perbedaan karakteristik I/V.
<i>Auxiliary loss</i>	0,5%	Asumsi umum untuk proyek tenaga surya untuk memperhitungkan konsumsi listrik selama siang hari (misalnya inverter, sistem pemantauan, dll).
<i>Total unavaibility</i>	2%	Total ketidaktersediaan yang mengacu pada waktu dimana sistem PV seharusnya beroperasi dan menghasilkan listrik tetapi tidak dapat melakukannya karena berbagai alasan seperti pemeliharaan terjadwal, kerusakan peralatan, kondisi cuaca buruk dan gangguannya lainnya, berkisar 2 %
<i>Constant Loss factor untuk thermal loss (U_C)</i>	40 W/m ² k	Komponen tetap dari faktor kehilangan panas yang digunakan dalam simulasi untuk mengevaluasi perilaku array PV karena suhu . Asumsi umum untuk PLTS Terapung yang terletak di perairan waduk.

4.2.2 Simulasi Bayangan

Untuk mengetahui potensi bayangan karena disekitar waduk Wonogiri terdapat perbukitan dan gunung di sebelah barat seperti gunung Joglo, Ngroto, Kamplong,

Error! Unknown document property name.

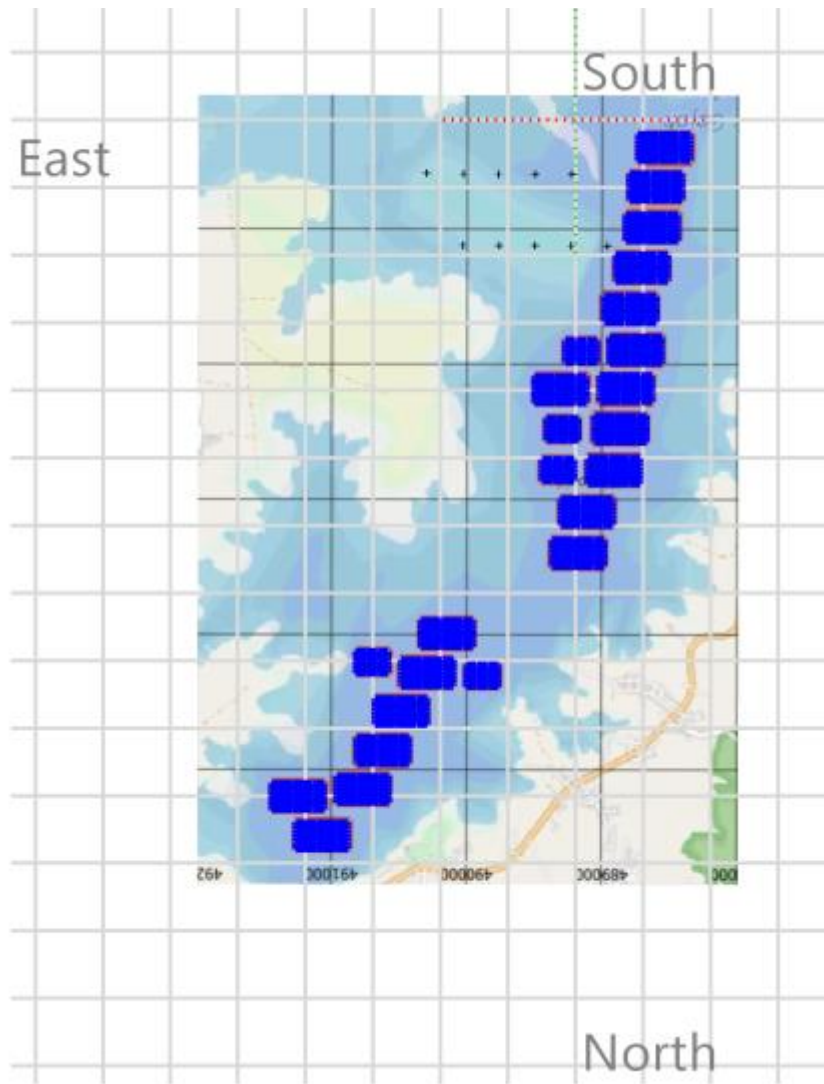
Gong , Cengep, Popok (dengan ketinggian 600 ~ 800 mdpl). Simulasi *far shading* yang menggambarkan potensi bayangan atau jalur matahari yang tertutup oleh objek-objek yang berlokasi cukup jauh dari area PLTS Terapung seperti gunung dan perbukitan juga dilakukan pada perangkat lunak PVsyst pada penelitian ini. Hasil simulasi *far shading* pada PVsyst dapat dilihat pada **Gambar IV.14**



Gambar IV.14 *Far shading* PLTS Wonogiri

Garis biru menunjukkan area PLTS Terapung, tidak terlihat adanya garis merah yang menunjukkan garis cakrawala di sekitar area PLTS Terapung. Sehingga dapat ditarik kesimpulan tidak terdapat potensi *far shading* dengan adanya keberadaan kompleks perbukitan/ gunung.

Error! Unknown document property name.



Gambar IV.15 Near shading PLTS Wonogiri

Selain itu rugi daya akibat *near-shading* berupa dampak bayangan dekat yang dihasilkan oleh objek-objek yang berada dekat dengan panel surya sehingga dapat mengurangi jumlah cahaya matahari yang mencapai sel surya. Simulasi berupa modul surya sendiri dengan jarak yang sangat rapat dan objek seperti pohon, jalur transmisi, bangunan juga dilakukan.

4.2.3 Analisa Hasil Simulasi Produksi

Dalam simulasi produksi energi menggunakan perangkat lunak PVsyst, parameter yang digunakan meliputi kemiringan bidang sebesar 7° sesuai dengan sistem floater

Error! Unknown document property name.

, azimuth bernilai 0° dengan konfigurasi sistem tiap *inverter* seperti yang dijelaskan pada tabel dibawah.

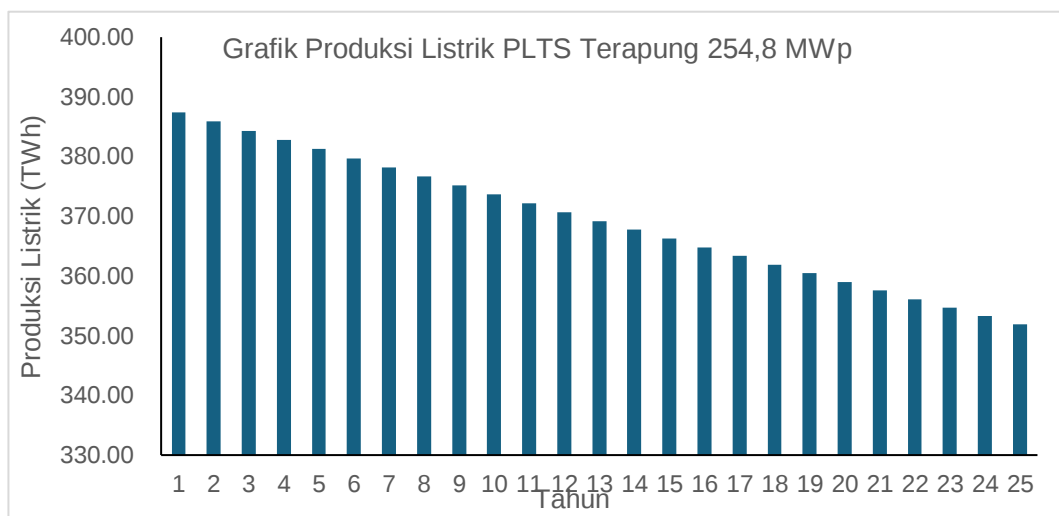
Tabel IV.6 Analisa Hasil Simulasi Produksi Energi

No	Parameter	Skenario 1a	Skenario 1b	Skenario 2a	Skenario 2b
1	Kapasitas PLTS (MW _p)	259,5		254,8	
2	Kapasitas PLTS (MW _{AC})	193,6	198	193,6	198
2	Produksi Energi tahun Pertama (kWh/tahun)	410,782,408	411,232,609	418,545,310	418,146,010
3	Produksi Hasil Spesifik (kWh/kWp-tahun)	1583	1584	1643	1641
4	Faktor Kapasitas (CF)	18,07	18,08	18,76	18,73
5	<i>Performance Ratio</i> (%)	81,05	81,14	84,12	84,04

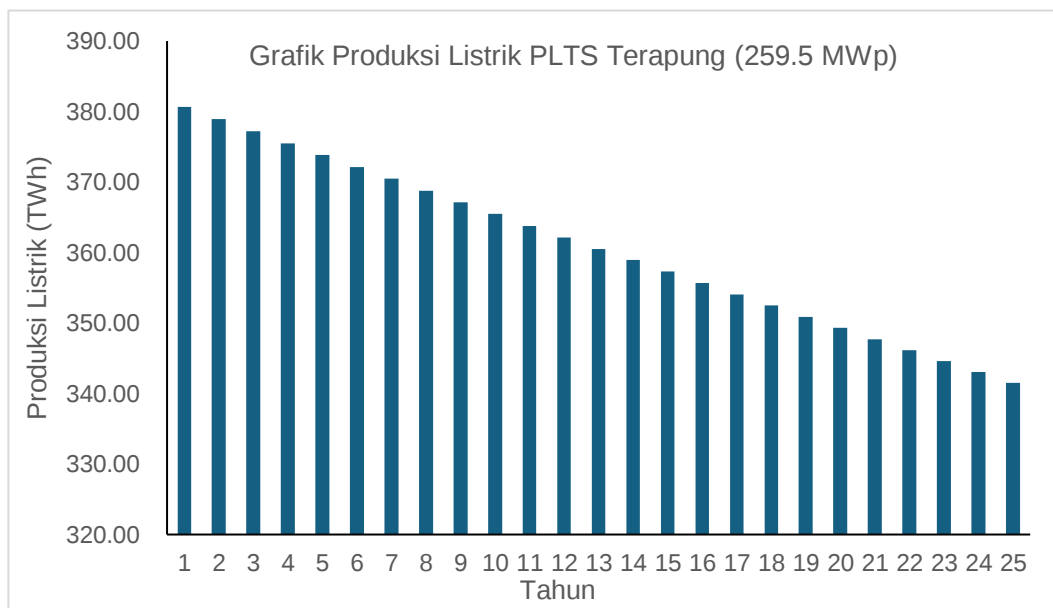
Produksi energi pada tahun pertama mengalami degradasi sekitar 1% dan 2%, selanjutnya tahun kedua dan seterusnya mengalami penurunan sebesar 0,4% dan 0,45% secara berurutan untuk modul 700 Wp dan 650 Wp setiap tahunnya. Asumsi kehilangan energi pada jaringan transmisi sekitar 7,4%, juga digunakan untuk

Error! Unknown document property name.

mendapatkan kejadian probabilitas produksi energi terlampaui yang lebih besar. sehingga dalam 25 tahun hanya mampu menghasilkan energi sebesar 81,4 % dan 79.1%, atau produksi energi pada tahun ke-25 adalah sebesar 351,869 MWh dan 341,487 MWh . Komulatif produksi energi PLTS Terapung sampai tahun ke-25 adalah sebesar 9,234,021 MWh dan 9,017,987 MWh. Sedangkan total *present value* pembangkitan energi listriknya adalah 3,463,836 MWh dan 3,000,558 MWh. Gambar produksi energi listrik selama 25 tahun dapat dilihat pada **Gambar IV.16** dan **Gambar IV.17** berikut :



Gambar IV.16 Grafik Produksi Listrik PLTS Terapung Kapasitas 254,8 MWp



Gambar IV.17 Grafik Produksi Listrik PLTS Terapung Kapasitas 259,5 MWp

Error! Unknown document property name.

4.2.4 Estimasi Biaya Proyek

Harga satuan biaya investasi untuk FPV masih lebih tinggi dibandingkan dengan LBPV karena kebutuhan akan pelampung, tambatan, jangkar dan komponen listrik yang harus lebih tahan terhadap lingkungan air. Dikarenakan tingkat kelembaban tinggi, potensi percikan air dan gerakan karena gelombang sehingga komponen listrik FPV membutuhkan peringkat IP (*Ingress Protection*) yang lebih tinggi untuk melindungi dari masuknya air dan korosi. Peringkat IP yang lebih tinggi membantu untuk mengurangi kebutuhan perawatan dan meningkatkan daya tahan sistem. Biasanya harus memenuhi IP67 atau lebih tinggi yang memastikan komponen tersebut kedap debu dan tahan terhadap perendam dalam air hingga kedalaman tertentu. Sementara untuk LBPV, umumnya hanya terpapar debu, kotoran dan kadang-kadang hujan. Walaupun tetap membutuhkan proteksi terhadap lingkungan, namun persyaratannya tidak terlalu ketat dibandingkan sistem FPV. Biasanya cukup dengan IP65 atau IP66 yang memberikan perlindungan terhadap debu dan semburan air yang kuat.

Diperlukan pembukaan lahan baru yang cukup luas untuk pemasangan LBPV berkapasitas besar. Hal ini akan meningkatkan persaingan kebutuhan lahan untuk pembangkit dengan kebutuhan lahan untuk pemukiman, pertanian dan peternakan maupun lahan yang telah ditetapkan sebagai kawasan hutan terutama di pulau Jawa dengan tingkat kepadatan penduduk hampir 1015,9 jiwa per kilometer yang akhirnya akan membuat proses pembebasan lahan yang rumit dan berpotensi harga tanah yang lebih mahal. Disamping dampak sosial terhadap pemilik sosial maupun petani penggarap akibat tidak adanya pendapatan setelah lahannya dipakai. Hal tersebut akan menambah kerumitan dalam proses akuisisi lahan. Secara umum biaya akuisisi lahan bisa mencapai 10-20% dari total biaya proyek PLTS. Sedangkan untuk FPV penggunaan badan air seperti tidak diperlukan biaya untuk akuisisi lahan selain hanya retribusi penggunaan sumber daya air.

Komponen *anchor* dan *mooring* pada FPV sangat tergantung dengan kondisi dasar waduk dan variasi tinggi muka air. Semakin dangkal waduk dan variasi tinggi muka air yang dekat maka kebutuhan biaya investasi FPV per Wp akan lebih murah. Fluktuasi muka air maksimum dan minimum muka air di waduk Wonogiri sekitar

Error! Unknown document property name.

14 - 15m, sedangkan perbedaan elevasi dasar waduk di area yang direncanakan hanya sekitar 5-6 m. Namun jika lokasi FPV berada di waduk yang mempunyai variasi elevasi dasar waduk hampir 50 m dan variasi tinggi muka air mencapai 18 m seperti di PLTS Terapung Cirata maka biaya investasi akan lebih tinggi. Sementara itu pada LBPV komponen *mounting* yang dipasang di tanah dengan struktur aluminium sebagai penyangga PV lebih seragam ketinggiannya dan menyesuaikan dengan bentuk permukaan lahan. Untuk kapasitas 10 MW, sistem penyangga pada FPV akan lebih besar \$ 0,22 /Wp lebih mahal, dan \$0,06 lebih murah untuk biaya akuisisi lahan dari LBPV[30]

Komponen harga investasi PLTS Terapung yang digunakan pada studi dapat dijelaskan pada tabel berikut

Tabel IV.7 Unit Harga Komponen PLTS Terapung

Komponen	Harga (\$/ Wp)	Keterangan
Modul Surya	0,24	Monokristalin silikon - Bifacial
Inverter	0,04	Sentral Inverter
Sistem <i>mounting</i> dan Pengapung, Sistem jangkar dan Tali Jangkar	0,11	HDPE Floater, Balok Beton, Synthetic Fiber
Balanced of System (Kabel LV, Kabel MV, Combiner Box, Transformator, Kontrol Unit, Pentanahan, Switchgear, Peralatan Cadangan, Pematangan Lahan	0,17	
Desain, Instalasi, Kontruksi, Testing , Comissioning	0,03	
Jumlah	0,59	

Error! Unknown document property name.

Dengan harga satuan diatas, biaya EPC dihitung dan ditambahkan dengan biaya lainnya. Asumsi biaya investasi dari PLTS Terapung dijelaskan dalam tabel berikut.

Tabel IV.8 Biaya Investasi PLTS Terapung Wonogiri

	254 MWp (2.a)	259 MWp (1.b)
Biaya EPC (Juta \$US)	129,9	131,9
Modul Surya	53,2	54,2
Inveter	6,7	6,9
Sistem Pengapung dan Penambat	24,4	24,8
BOS	45,6	46,1
Biaya Non EPC (Juta \$US)	7,1	7,3
Biaya asuransi selama konstruksi (0,05%)	0,65	0,66
Biaya Pengembangan (5% dari biaya EPC)	6,5	6,6
Sub Total	137,0	139,1
Biaya Tidak Terduga (5%)	6,8	6,9
Biaya Interkoneksi	9,0	9,0
Total Biaya Investasi (diluar interkoneksi)	143,9	146,2
Total Investasi /Wp (diluar interkoneksi)	0,57	0,56
Total Biaya Investasi (termasuk biaya interkoneksi)	152,9	155,2
Total Investasi/ Wp (termasuk interkoneksi)	0,6	0,59

Error! Unknown document property name.

Biaya operasional diasumsikan dengan harga satuan 0,0125 (\$/Wp/ tahun), sehingga diperoleh total biaya operasional sekitar 3,19 ~ 3,24 juta \$ US/ tahun. Biaya pemeliharaan, penambahan masa garansi inverter diasumsikan sekitar 50% dari biaya inverter saat ini dan dibagi dengan asumsi masa garansi selama 10 tahun. Sehingga diperoleh biaya pemeliharaan selama 10 tahun pertama sebesar 0,33 ~ 0,34 juta \$ US/tahun.

Besar tingkat diskonto (r) yang digunakan untuk menghitung nilai sekarang N mengacu kepada tingkat suku bunga dasar Bank Indonesia periode 23-24 April 2024 yakni sebesar 6,25%. Sehingga didapatkan faktor diskonto pada tahun pertama dengan tingkat diskonto sebesar 6,25% adalah 0,94.

Perhitungan biaya siklus hidup dan biaya energi yang diratakan menggunakan pendekatan diskonto dapat dijelaskan pada **Tabel IV.9** berikut:

Tabel IV.9 Perhitungan LCC dan LCoE Metode Diskonto PLTS Terapung Wonogiri

No	Item	Kapasitas Pembangkit	
		254 MWp	259 MWp
1	<i>Present Value</i> Biaya Siklus Hidup (Juta US)		
	A. Investasi Awal	143,9	146,2
	B. Biaya Bahan Bakar	-	-
	C. Biaya Tetap Operasional dan Suku Cadang		
	a. Present Value O & M	39,9	40,5
	b. Present Value penggantian inverter	2,45	2,5
	D. Biaya Interkoneksi	9,0	9,0
	E. Biaya Lainnya		

Error! Unknown document property name.

	a. Present value sewa lahan	-	-
	b. Present value biaya asuransi (sudah termasuk kedalam present value O&M)	-	-
	Present Value Life cycle Cost (juta USD)	195,3	198,3
2	<i>Present Value Energi Generation</i> (MWh)	3,463,836	3,000,558
3	<i>Levelized Cost of Energi</i> (LCOE) (cusd/ kWh)		
	LCoE (biaya Energi) = PV LCC / PV Energi Generation	5,64	6,61
4	Tarif Penjualan Listrik (TPL) (cusd/ kWh)		
	TPL = LCoE + Margin (5%)	5,92	6,94

Nilai LcoE sebesar 5,64 cusd/ kWh untuk pembangkit kapasitas 254 MWp masih sedikit lebih rendah dari patokan nilai LCoE untuk PLTS berkapasitas diatas 20 MW di pulau Jawa sebesar 5,83 cusd/ kWh.

Tarif penjualan listrik dengan pendekatan diskounto ini masih masuk dalam batasan harga tertinggi pembelian tenaga listrik energi terbarukan dari PLTS Fotovoltaik kapasitas >20 MW sebesar 6,95 cUSD/ kWh untuk tahun pertama sampai tahun ke-10. Sementara untuk untuk tahun ke-11 sampai tahun ke-25 harga penjualan ini jauh dibawah harga pembelian tertinggi sebesar 4,17 cUSD/ kWh.

Besar faktor pemulihan modal PLTS Terapung Wonogiri pada studi ini adalah 10,6 %. Perhitungan LCoE dengan menggunakan pendekatan anuitas dapat dijelaskan dalam sebagai berikut :

Error! Unknown document property name.

Tabel IV.10 Perhitungan Biaya Tahunan dan LCoE Metode Anuitas PLTS
Terapung Wonogiri

No	Item	Kapasitas Pembangkit	
		254 MWp	259 MWp
1	Biaya Tahunan		
	A. Investasi Awal (termasuk biaya interkoneksi)	12,25	12,43
	B. Biaya Bahan Bakar	-	-
	C. Biaya Tetap Operasional dan Suku Cadang	3,20	3,24
	D. Biaya Tetap Penggantian Inverter	0,337	0,345
	Biaya Tahunan (juta USD)	15,8	16,0
2	Energi Generation Tahunan (MWh)	307,800	300,599
3	Levelized Cost of Energi (LCOE) (cusd/ kWh)		
	LCOE (biaya Energi) = Biaya Tahunan / Energi Generation Tahunan	5,13	5,33
4	Tarif Penjualan Listrik (TPL) (cusd/ kWh)		
	TPL = LCOE + Margin (5%)	5,38	5,60

Tarif penjualan listrik dengan pendekatan anuitas ini didapatkan nilai yang lebih kecil sebesar 9,1 % dan 19,3 % dibandingkan dengan pendekatan diskounto.

Error! Unknown document property name.

4.2.5 Analisa Kelayakan Finansial

Dari harga jual terendah yang didapatkan dari biaya siklus hidup untuk tarif 10 tahun pertama 5,38 dan 5,6 cUSD/kWh dan batas atas sebesar 4,17 cUSD/ kWh selanjutnya dilakukan perhitungan kelayakan dengan membuat cashflow untuk mengetahui aliran kas bersih antara pengeluaran dan penerimaan, dengan struktur modal 70% utang dan 30% ekuitas, pinjaman bunga sesuai suku bunga Bank Indonesia dan pajak perusahaan sebesar 22% maka perhitungan kelayakan disajikan pada tabel dibawah ini.

Tabel IV.11 Analisa Perhitungan Kelayakan Finansial

No	Analisa Kelayakan Investasi PLTS Terapung	Kapasitas	
		254,8 (MWp)	259,4 (MWp)
1	Payback Period (tahun)	11,37	11,55
2	NPV (juta US)	31,7	29,1
3	<i>Profitable Index (PI) / Benefit Cost Ratio (BCR)</i>	1,2	1,19
4	<i>IRR (%)</i>	8,52	8,33