

Studi Ekonomis Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir *ThorCon Molten Salt Reactor* (Studi Kasus : Dibangun di Kalimantan Barat)

Zeldi Raditya, Ayong Hiendro²

Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik Universitas Tanjungpura Pontianak^{1,2}

Abstrak

Sistem Kelistrikan daerah Provinsi Kalimantan Barat masih bergantung pada energi fosil dan impor energi dari Sarawak, Malaysia. Akibat dari ketergantungan energi fosil dan impor energi adalah energinya tidak dapat diperbarui yang akan menyebabkan climate change dan terancamnya ketahanan energi nasional. Kalimantan Barat memiliki sumber energi baru nuklir yang melimpah. PLTN dapat memberikan kontribusi energi yang besar dan murah mengingat BPP Kalimantan Barat saat ini masih terletak di atas TDL yaitu Rp 1525/kWh. Penelitian ini bertujuan untuk memberikan gambaran kepada lembaga atau instansi terkait untuk kelayakan pembangunan PLTN di Kalimantan Barat. Pembangkit yang digunakan yaitu TMSR500 berkapasitas 2 x 500 MW dengan menggunakan skenario harga penjualan di kisaran 0,0625 – 0,070 US\$/kWh. Berdasarkan hasil penelitian total biaya pokok produksi TMSR500 adalah US\$ 0,0276/kWh. Diperoleh nilai NPV bernilai positif pada tiap skenario yaitu di kisaran US\$ 4.037.830.230,44 sampai dengan US\$ 4.906.081.932,34. Nilai IRR yang didapatkan melebihi nilai suku bunga yang dikehendaki pada tiap skenario yaitu 20,73%, 21,82%, 22,81% dan 23,72%. Waktu pengembalian PP pada tiap skenario hanya selama 5,8 sampai dengan 6,5 tahun kurang dari umur proyek. Nilai BCR pada tiap skenario menghasilkan BCR > 1 yaitu 2,26, 2,35, 2,44, dan 2,53. Perhitungan asumsi BPP sistem Khatulistiwa setelah terkoneksi dengan TMSR500 hasilnya dapat menekan BPP Sistem Khatulistiwa mulai dari Rp 238,01/kWh sampai Rp 315,86/kWh pada tiap skenario. Pembangkit TMSR500 layak untuk dibangun di Kalimantan Barat karena dari analisa kelayakan ekonomis menunjukkan hasil yang layak dan TMSR500 dapat menekan BPP Kalimantan Barat.

Kata kunci : Energi, Nuklir, PLTN, Thorium, BPP, Sistem Khatulistiwa, Studi Ekonomis

Abstract

[Title: Economic Study of ThorCon Molten Salt Reactor Nuclear Power Plant (Case : Build in West Borneo)] West Kalimantan Province Electricity System still depends on fossil energy and energy imports from Sarawak, Malaysia. The consequence of dependence on fossil energy and energy imports are that the energy cannot be renewed which will cause climate change and threaten the availability of national energy. West Kalimantan has many sources of nuclear energy. Nuclear power plants can provide a large and cheap energy contribution, considering the current cost of electricity in West Kalimantan is Rp 1525/kWh which the price is above the electricity price that consumers must pay. The purpose of this research is to provide an overview to the related institutions or agencies for the feasibility of building a nuclear power plant in West Kalimantan. The power plant used is the TMSR500 with a capacity of 2 x 500 MW using a sales scenario in the range of 0.0625 - 0.070 US \$ / kWh. Based on the research results, the total cost of production of the TMSR500 is US \$ 0.0276 / kWh. The NPV value are positive in each scenario which in the range of US \$ 4,037,830,230.44 to US \$ 4,906,081,932.34. The IRR value obtained exceeds the interest rate set in each scenario, which the value are 20,73%, 21,82%, 22,81% and 23,72%. The value of payback period PP in each scenario is only 5.8 to 6.5 years less than the project life. The value of BCR in each scenario resulted in BCR > 1, which the value are 2,26, 2,35, 2,44, and 2,53. The result of the calculation of the cost of electricity assumption of the Khatulistiwa System after connecting with the TMSR500 can suppress the cost of electricity of the Khatulistiwa System starting from Rp 238.01/ kWh to Rp 315.86 / kWh in each scenario. The TMSR500 plant is feasible to build in West Kalimantan because the feasibility of economic analysis shows decent results and the TMSR500 can reduce the cost of electricity in West Kalimantan.

Keywords: Energy, Nuclear, NPP, Thorium, BPP, Khatulistiwa System, Economic Studies

1. Latar Belakang

Sistem Kelistrikan daerah Provinsi Kalimantan Barat masih bergantung pada energi fosil dan impor energi dari Sarawak, Malaysia. Akibat dari ketergantungan energi fosil dan impor energi adalah energinya tidak dapat diperbarui yang akan menyebabkan *climate change* dan terancamnya ketahanan energi nasional. Kalimantan Barat memiliki sumber energi baru nuklir yang melimpah. PLTN dapat memberikan kontribusi energi yang besar dan murah mengingat BPP Kalimantan Barat saat ini masih terletak di atas TDL yaitu Rp 1525/Kwh.. maka dari itu penulis memandang diperlukan kajian studi ekonomis pembangunan PLTN di Kalimantan Barat. Pada penelitian ini Jenis PLTN yang digunakan yaitu dari teknologi ThorCon International, Pte, Ltd dengan nama TMSR500. TMSR500 menggunakan thorium sebagai bahan bakar dengan tipe reaktor garam cair atau *Molten Salt Reactor* (MSR). Pembangkit ini merupakan versi lepas pantai yang dibangun diatas galangan kapal dengan kapasitas 2 x 500 MW.

2. Dasar Teori

A. Cost of Energy (COE)[16],[17]

COE adalah biaya rata-rata listrik yang dikeluarkan dalam bentuk per kWh ketika sistem menghasilkan energi listrik. Besarnya COE dihitung dari total biaya tahunan sistem dibagi besarnya total energi listrik yang dihasilkan sistem. Berikut persamaannya :

$$COE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{served}} \quad (1)$$

$$C_{ann,tot} = LCC \times CRF \quad (2)$$

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (3)$$

Dimana :

COE = *Cost of Energy* (US\$/kWh)

$C_{ann,tot}$ = total biaya sistem per tahun (US\$/tahun)

E_{served} = total energi listrik per tahun (kWh/tahun)

i = tingkat diskonto (%)

n = umur pembangkit (tahun)

CRF = *Capital Recovery Factor*

B. Net Present Value (NPV)[16]

Net Present Value (NPV) adalah metode menghitung nilai bersih (netto) pada waktu sekarang (present). Asumsi Present yaitu menjelaskan waktu awal perhitungan bertepatan dengan saat evaluasi dilakukan atau pada periode tahun ke-nol (0) dalam perhitungan cash flow investasi.

$$PWB = \sum_{t=0}^n Cb_t(FBP)_t \quad (4)$$

$$PWC = \sum_{t=0}^n Cc_t(FBP)_t \quad (5)$$

$$NPV = PWB - PWC \quad (6)$$

$$NPV = \sum_{t=0}^n Cf_t(FBP)_t \quad (7)$$

Dimana :

Cb = *Cash flow benefit* (US\$)

Cc = *Cash flow cost* (US\$)

Cf = *Cash flow* utuh (benefit+cost) (US\$)

FBP = Faktor bunga present

t = Periode Waktu (tahun)

Untuk mengetahui apakah rencana suatu investasi tersebut layak ekonomis atau tidak, diperlukan suatu ukuran/kriteria tertentu dalam metode NPV, yaitu :

$NPV > 0$, artinya investasi akan menguntungkan / layak (*feasible*)

$NPV < 0$, artinya investasi akan tidak menguntungkan / tidak layak (*unfeasible*)

C. Internal Rate of Return (IRR)[18]

Tingkat pengembalian atau IRR dari suatu investasi dapat didefinisikan sebagai tingkat suku bunga i yang akan menyebabkan nilai ekuivalen biaya atau investasi sama dengan nilai ekuivalen penerimaan (keuntungan).

$$IRR = i_1 + \Delta i \left(\frac{AK_{i1}}{AK_{i2} - AK_{i1}} \right) \quad (8)$$

Dimana :

i_1 = Bunga modal terendah (%)

Δi = Selisih bunga modal terendah dan tertinggi (%)

AK_{i1} = NPV kas pada bunga terendah (US\$)

AK_{i2} = NPV kas pada bunga tertinggi (US\$)

Kriteria kelayakan IRR ini memberikan indikasi sebagai berikut:

$IRR >$ tingkat suku bunga yang dikehendaki maka proyek layak/diterima

$IRR \leq$ tingkat suku bunga yang dikehendaki maka proyek tidak layak/tidak diterima

D. *Payback Period* (PP)[16],[19]

Payback period adalah lamanya waktu yang diperlukan untuk mengembalikan dana investasi (cash flow). Payback period dirumuskan dalam persamaan sebagai berikut :

$$PP = \sum_{t=0}^k CF_t \geq 0 \quad (9)$$

Jika cash flow benefit dan cost-nya bersifat annual, maka formulanya menjadi :

$$PP = \frac{Investment\ Cost}{Annual\ CIF} \quad (10)$$

Dimana :

- k = Periode pengembalian
- CF_t = Cash Flow Periode ke t (US\$)
- PP = Payback period (tahun)
- Investment Cost = Biaya investasi proyek (US\$)
- Annual CIF = Cash inflow periode tahunan
- n = umur proyek (tahun)

Dalam metode PP ini rencana investasi dikatakan layak jika $k \leq n$ dan sebaliknya.

E. *Benefit Cost Ratio* (BCR)[16]

Metode BCR ini memberikan penekanan terhadap nilai perbandingan antara aspek manfaat (*benefit*) yang akan diperoleh dengan aspek biaya dan kerugian yang akan ditanggung (*cost*) dengan adanya investasi tersebut.

Rumus BCR jika analisis dilakukan terhadap present :

$$BCR = \frac{PWB}{PWC} = \frac{\sum_{t=0}^n Cb_t(FBP)_t}{\sum_{t=0}^n Cc_t(FBP)_t} \quad (11)$$

Kriteria kelayakan BCR ini memberikan indikasi sebagai berikut:

$BCR \geq 1 \rightarrow$ proyek layak/diterima

$BCR < 1 \rightarrow$ proyek tidak layak/tidak diterima

3. **Metodologi Penelitian**

Dalam melakukan penelitian ini, metode yang digunakan adalah melalui studi literatur yang diawali dengan pencarian literatur yang relevan yaitu jurnal ilmiah dan penelitian baik dari buku maupun internet. Dalam pengumpulan data diperoleh dari Thorcon International Pte Ltd, Badan Tenaga Atom Nasional (BATAN), Dinas ESDM Provinsi Kalimantan Barat dan PT. PLN (Persero). Setelah seluruh data diperoleh, selanjutnya dilakukan analisa dengan memperhatikan parameter teknis dan ekonomis proyek pembangkit yang digunakan. Setelah melakukan analisa dan perhitungan selanjutnya, menyimpulkan layak atau tidaknya pembangkit yang digunakan.

A. *Biaya Pokok Produksi Listrik Sistem Khatulistiwa*[1]

Kondisi pembangkit Sistem Khatulistiwa sesuai pada tahun 2018 (PLTU Kalbar 3 operasi), tidak memasukkan aliran daya dan rugi – rugi transmisi diabaikan. Hasil perhitungan distribusi energi tahunan masing-masing unit pembangkit dan biaya produksinya dapat dilihat pada Tabel 1

Tabel 1 Energi dan BPP Pembangkit Sistem Khatulistiwa

Pusat Pembangkit	DMN (MW)	Penerimaan	
		Energi (kWh)	Biaya Pokok Produksi (Rp/kWh)
1 Pembangkit PLN			
PLTG Siantan	28.9	-	-
PLTD Sei Raya	26.4	45,291,680	1,492
Siantan	29.7	24,979,970	1,492
Sei Wie	9.2	9,151,470	1,492
Sudirman	4.5	15,500	1,998
PLTU Kalbar 3	100.0	342,823,050	800
Total PLN	198.7	422,261,670	930
2 Pembangkit Rental			
PLTD ADAU Ponti 1	30.0	224,584,900	1,480
ADAU Ponti 2	7.5	59,873,700	1,495
AKE	20.0	101,630,500	1,482
Bugak	30.0	35,131,530	1,573
Total Rental	87.5	421,220,630.0	1,490
3 Excess Power			
PLTU Alas Kusuma	1.0	8,609,450	1,089
4 IPP			
SESCO	200.0	1,056,696,105	1,000
MPP	100.0	290,457,700	2,666
Total IPP	300.0	1,347,153,805	1,359
Sistem	587.2	2,199,245,555	1,301

B. Parameter Teknis

Pembangkit TMSR500 mempunyai Kapasitas Netto 2 x 500 MW dengan kapasitas faktor 90%. Tabel 2 menunjukkan data parameter teknis TMSR500.

Tabel 2 Data Parameter Teknis TMSR500[13,[21]

Parameter	Nilai
Nama Pembangkit	TMSR500
Developer Teknologi	ThorCon International, Pte. Ltd
Tipe Reaktor	<i>Thermal molten salt reactor</i>
Pendingin/Moderator	NaF, BeF ₂ molten salt/graphite
Kapasitas Netto (MWe)	2 x 500
Efisiensi Pembangkit (%)	46,3
Faktor Kapasitas (%)	90
<i>Can Thermal Output</i> (MWt)	557 (per Can)
<i>Can Electrical Output</i> (MWe)	258
Total Can beroperasi	4
Tekanan Sistem (Mpa)	1,2
Temperatur <i>Core inlet/exit</i> (C)	565/704
Siklus Bahan Bakar (Bulan)	96

Total energi yang dibangkitkan pembangkit TMSR500 selama setahun adalah 7.884.000.000 kWh. Dibawah ini hasil perhitungan tersebut :

$$\begin{aligned}
 \text{Total Energi Listrik} &= 1000\text{MW} \times 8760 \text{ jam} \times 90\% \\
 &= \mathbf{7.884.000.000 \text{ kWh/tahun}}
 \end{aligned}$$

C. Parameter Ekonomis

Tabel 3 Nilai suku bunga, kurs USD dan umur ekonomi pembangkit

Parameter	Nilai
Waktu Hidup Ekonomi Pembangkit	32 tahun
Suku Bunga	5,63%

Harga Jual listrik / kWh	Skenario :
	1. 0,0625 US\$/kWh 2. 0,0650 US\$/kWh 3. 0,0675 US\$/kWh 4. 0,0700 US\$/kWh
Nilai Kurs USD	Rp 14.000 / US\$

Pada penelitian ini biaya pembangkitan pembangkit TMSR500 yang digunakan adalah biaya versi NOAK (nth of a kind). Biaya pembangkitan pembangkit TMSR500 dibagi menjadi dua yaitu Biaya Investasi dan Biaya Operasional.

Biaya Investasi :

- Biaya Modal (*Overnight Cost*)
- Biaya Konstruksi dan Transportasi
- Biaya Kontingensi

Biaya Operasional :

- Biaya Can
- Biaya Bahan Bakar
- Biaya Garam Cair
- Biaya Tenaga Kerja
- Biaya Lain-Lain (administrasi, spent fuel management, asuransi, decommissioning)

4. Hasil Penelitian

A. Biaya Produksi Listrik TMSR500

Perhitungan biaya produksi listrik TMSR500 menggunakan persamaan Cost of Energy (COE). Model perhitungan ini dihitung per komponen biaya dan akan didapatkan biaya total produksi listrik dengan menjumlahkan hasil perhitungan Cost of Energy masing-masing komponen biaya. Hasil perhitungan menunjukkan Pembangkit TMSR500 menghasilkan total biaya pokok produksi dengan kapasitas 2 x 500 MW adalah US\$ 0,0276/kWh, jika dikonversikan ke rupiah menggunakan kurs Rp 14.000/US\$ adalah Rp 386,4/kWh.

B. Net Present Value (NPV)

Tabel 4 Hasil NPV TMSR500.

	Skenario			
	1	2	3	4
Harga Jual (US\$/kWh)	0,0625	0,0650	0,0675	0,0700
Pendapatan (bentuk present US\$)	7.235.430.849	7.524.848.083	7.814.265.317	8.103.682.551
NPV (US\$)	4.037.830.230	4.327.247.464	4.616.664.698	4.906.081.932

C. *Internal Rate of Return (IRR)*

Tabel 5 Hasil IRR TMSR500 tiap skenario

	Skenario			
	1	2	3	4
Harga Jual (US\$/kWh)	0,0625	0,0650	0,0675	0,0700
IRR	20,73 %	21,82 %	22,81 %	23,74 %

D. *Benefit Cost Ratio (BCR)*

Tabel 6 Hasil BCR TMSR500 tiap skenario

	Skenario			
	1	2	3	4
Harga Jual (US\$/kWh)	0,0625	0,0650	0,0675	0,0700
BCR	2,26	2,35	2,44	2,53

E. *Payback Period (PP)*

Tabel 7 Hasil PP TMSR500 tiap skenario

	Skenario			
	1	3	4	5
Harga Jual (US\$/kWh)	0,0625	0,0650	0,0675	0,0700
PP	6,5 tahun	6,2 tahun	6,0 tahun	5,8 tahun

F. *Biaya Pokok Produksi Sistem Khatulistiwa Setelah terkoneksi dengan TMSR500*

Tabel 8 BPP Sistem Khatulistiwa setelah terkoneksi dengan TMSR500

		Skenario			
		1	2	3	4
PPA	US\$/kWh	0,0625	0,0650	0,0675	0,0700
	Rp/kWh	840	875	910	945
BPP Sistem Khatulistiwa		Rp 1301/kWh			
BPP Sistem Khatulistiwa setelah terkoneksi TMSR500		Rp 985,14/kWh	Rp 1011,09/kWh	Rp 1037,04/kWh	Rp 1062,99/kWh
ΔBPP		Rp 315,86/kWh	Rp 289,91/kWh	Rp 263,96/kWh	Rp 238,01/kWh
Total Energi Listrik		8.506.445.555 kWh			

5. **Penutup**

A. *Kesimpulan*

1. Pembangkit TMSR500 menghasilkan total biaya pokok produksi dengan kapasitas 2 x 500 MW adalah US\$ 0,0276/kWh, jika dikonversikan ke rupiah menggunakan kurs Rp 14.000/US\$ adalah Rp 386,4/kWh.
2. Jika dilihat dari metode *Net Present Value (NPV)* pembangunan pembangkit TMSR500 layak untuk dibangun karena NPV bernilai positif pada tiap skenario harga penjualan.
3. Jika dilihat dari metode *Internal Rate of Return (IRR)* pembangunan pembangkit TMSR500 layak untuk dibangun karena nilai IRR yang didapatkan melebihi nilai suku bunga yang dikehendaki sebesar 5,63% yaitu pada tiap skenario.
4. Jika dilihat dari metode *Payback Period (PP)* pembangunan pembangkit TMSR500 layak untuk dibangun karena waktu pengembalian PP pada tiap skenario membutuhkan waktu 5,8 tahun sampai 6,5 tahun, dimana waktu tersebut kurang dari umur proyek 32 tahun.
5. Jika dilihat dari metode *Benefit Cost Ratio (BCR)* pembangunan pembangkit TMSR500 layak untuk dibangun karena nilai BCR pada tiap skenario menghasilkan BCR > 1.
6. Dengan dibangunnya pembangkit TMSR500 di Kalimantan Barat hasilnya dapat menekan BPP Sistem Khatulistiwa mulai dari Rp 238,01/kWh sampai Rp 315,86/kWh pada tiap skenario. Besar BPP Sistem Khatulistiwa setelah terkoneksi

dengan TMSR500 pada tiap skenario harga penjualan adalah Rp 985,14/kWh sampai dengan Rp 1062,99/kWh.

B. Saran

1. Perlu ditambahkan analisa jenis PLTN lain sebagai bahan perbandingan terhadap kelayakan pembangkit TMSR500
2. Memasukan pengaruh rugi-rugi transmisi dalam menghitung asumsi BPP
3. Karena PLTN merupakan proyek jangka panjang, maka perlu dilakukan perhitungan peramalan beban di masa yang akan datang untuk menghitung BPP sistem saat PLTN selesai dibangun.

6. Daftar Pustaka

- [1]. M.I Orytuasikal. *Analisa Efisiensi Konsumsi Bahan Bakar Dan Biaya Pokok Produksi Pada Pembangkit Sistem Khatulistiwa Setelah Terkoneksi Dengan Sistem Sarawak*. Jurnal Teknik Elektro Universitas Tanjungpura. 2018
- [2]. M.H. Tambrin. *Analisis Potensi Energi Angin Dalam Mendukung Kelistrikan Kawasan Perbatasan Studi Kasus: Desa Temajuk Kecamatan Paloh Kabupaten Sambas*. Jurnal Teknik Elektro Universitas Tanjungpura. 2014
- [3]. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional. Dinas ESDM Prov Kalbar. RUED. Draft Narasi. 2019
- [5]. Kalimantan Barat. Perda No 2 Tahun 2019 tentang Rencana Pembangunan Jangka Menengah Daerah 2018-2023.
- [6]. K. Hendra. *Studi Ekonomis Perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Dan Genset Sebagai Sumber Energi Listrik Alternatif Pada Gedung Perkantoran (Studi Kasus: Gedung Perkantoran Dinas Pendidikan Dan Kebudayaan Kabupaten Melawi Provinsi Kalimantan Barat)*. Jurnal Teknik Elektro Universitas Tanjungpura. 2019
- [7]. Sutarman. *Pembangunan Pltn Sebagai Satu Solusi Krisis Listrik Di Indonesia*. Puslitbang Keselamatan Radiasi dan Biomedika Nuklir BATAN. 2005
- [8]. M. Nasrullah dan Siryana. *Harga dan Tarif Listrik PLTN di Dunia*. Pusat Pengembangan Energi Nuklir (PPEN) Batan. 2010
- [9]. Kementerian ESDM. *Besaran Biaya Pokok Penyediaan Pembangkitan PT. PLN (Persero) Tahun 2018*. Keputusan Menteri ESDM Republik Indonesia No 55 tahun 2019.
- [10]. Kementerian ESDM.. *Dampak Hilirisasi Bauksit Terhadap Perekonomian Regional Provinsi Kalimantan Barat*. Pusat Data Dan Teknologi Informasi Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral. 2016
- [11]. Presiden Republik Indonesia.. *Kebijakan Energi Nasional*. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 79 Tahun 2014
- [12]. *Kajian Pengembangan dan Implementasi Pembangkit Listrik Tenaga Thorium di Indonesia*, BLU P3TKEBTKE Kementerian ESDM dan ThorCon International, Pte. Ltd. (2019). Ed. Revisi 2020
- [13]. E. M. P. D. Irawan. *Mengenal PLTN & Prospeknya di Indonesia*. Pusat Diseminasi Iptek Nuklir Batan Nasional. 2007.
- [14]. BATAN. *Prospek Pembangkit Listrik Tenaga Thorium di Masa Depan*. Publikasi Brosur Leaflet. 2016.
- [15]. D. T. Setiawan. *Evaluasi Indeks Keandalan Pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (Pltu) Nagan Raya Aceh Menggunakan Perhitungan Lolp (Loss Of Load Probability)*. Tugas Akhir Jursan Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Yogyakarta. 2019
- [16]. Drs. M. Giatman, MSIE. 2011. *Ekonomi Teknik*. Jakarta: Rajawali Pers.
- [17]. A. Hiendro, dkk. *Techno-economic analysis of photovoltaic/wind hybrid system for onshore/remote area in Indonesia*. Energy. 2013.
- [18]. M. D. Birmano dan I Bastori. *Perhitungan Ekonomi Dan Pendanaan PLTN dan Pembangkit Konvensional Menggunakan Spreadsheet Inovasi Pusat Pengembangan Energi Nuklir (PPEN) Batan*. 2008.
- [19]. M. Sidiq. *Studi Kelayakan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (Pltu) Menggunakan Ampas Tebu Dari Pt. Madu Baru Yogyakarta*. Naskah Publikasi Tugas Akhir Universitas Teknologi Yogyakarta. 2018
- [20]. N. Herawati. *Public Acceptance for Nuclear Power in West Kalimantan*. Seminar On Japan Nuclear Power Experiences And Industrial Development. Pontianak : 2018
- [21]. S. Lumbanraja dan E. Liun. *Reviu Implementasi Thorcon Molten Salt Reactor di Indonesia*. Pusat Pengembangan Energi Nuklir (PPEN) Batan. 2018

Biografi



Zeldi Raditya, menempuh pendidikan di Fakultas Teknik Universitas Tanjungpura sejak tahun 2015. Memperoleh gelar Sarjana (S1) Teknik Elektro pada tahun 2020 dengan konsentrasi Teknik Tegangan Tinggi.



KEMENTERIAN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
UNIVERSITAS TANJUNGPURA
FAKULTAS TEKNIK

Jalan Prof Dr. H. Hadari Nawawi Pontianak 78124
Telepon (0561) 740186 Faximile (0561) 740186
Email : ft@untan.ac.id Website : <http://teknik.untan.ac.id>

LEMBAR PENGESAHAN JURNAL PRODI TEKNIK ELEKTRO

Nama : Zeldi Raditya
NIM : D1021151024
Tanggal Ujina Skripsi : 3 September 2020
Judul :

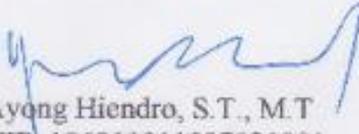
**STUDI EKONOMIS PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA NUKLIR
THORCON MOLTEN SALT REACTOR
(Studi Kasus : Dibangun di Kalimantan Barat)**

Jurnal tersebut telah melalui bimbingan dan telah mendapatkan persetujuan untuk dipublikasi.

Telah Menyetujui,

Pontianak, September 2020

Pembimbing


Ayong Hiendro, S.T., M.T
NIP. 196911011997021001