

**EVALUASI KELAYAKAN PROYEK DAN PERANKINGAN AREA PROSPEK PANAS BUMI
KANDIDAT LOKASI PROGRAM GOVERNMENT DRILLING****EVALUATION OF FEASIBILITY AND RANKING OF GEOTHERMAL PROSPECT AREA
CANDIDATES FOR GOVERNMENT DRILLING PROGRAM LOCATIONS****Husin Setia Nugraha¹, Dadan Wildan², dan Rina Wahyuningsih¹**¹Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi,²Politeknik Energi dan Pertambangan (PEP) Bandung

dadan.wildan@esdm.go.id

DOI: <https://doi.org/10.47599/bsdg.v19i2.431>**ABSTRAK**

Government drilling merupakan program pengeboran sumur eksplorasi panas bumi yang dilakukan menggunakan dana pemerintah. Untuk perencanaan program tersebut, perlu dilakukan pemilihan lokasi dengan membuat perankingan kandidat lokasi-lokasi area prospek yang akan dikembangkan. Studi ini melakukan perankingan dua puluh kandidat lokasi dalam program tersebut dengan menggunakan metode *incremental internal rate of return* atau IRR inkremental hasil perhitungan *discounted cash flow* (DCF). Tahapan dalam metode ini adalah penghitungan nilai dan kelayakan proyek berdasarkan parameter profitabilitas pada masing-masing area prospek; dan perhitungan dan perankingan berdasarkan IRR inkremental. Hasil evaluasi kelayakan proyek, empat lokasi dinyatakan layak secara ekonomi berdasarkan nilai $BCR > 1$, yaitu Area Nage, Gunung Galunggung, Bittuang dan Gunung Papandayan. Sedangkan berdasarkan nilai IRR ($IRR \geq MARR$; dengan $MARR = 13,5\%$) dan NPV ($NPV > 0$), dari keempat lokasi tersebut hanya dua lokasi yang dinyatakan layak secara finansial yaitu Area Nage dan Gunung Galunggung. Jadi dua lokasi yaitu Area Nage dan Gunung Galunggung dinyatakan layak secara ekonomi maupun secara finansial. Sedangkan berdasarkan implementasi metode IRR inkremental hasil perhitungan *discounted cash flow* (DCF), peringkat pertama sampai dengan peringkat keempat secara berturut-turut adalah Area Nage, Gunung Galunggung, Gunung Papandayan dan Bittuang. Berdasarkan hasil studi ini, direkomendasikan untuk melakukan evaluasi ulang kandidat lokasi-lokasi area prospek untuk program *government drilling* ini. Hal ini karena dari dua puluh kandidat lokasi tersebut, hanya empat lokasi (20%) yang dinyatakan layak secara ekonomi dan dua lokasi (10%) yang dinyatakan layak secara ekonomi dan finansial. Pemilihan lokasi yang tepat akan menjadi salah satu kunci keberhasilan dalam menjalankan program ini.

Kata kunci: Keekonomian Proyek Panas Bumi, Kelayakan Proyek Panas Bumi, IRR Inkremental, Program *Government Drilling*, Perhitungan *Discounted Cash Flow* (DCF)

ABSTRACT

Government drilling is a geothermal exploration well drilling program carried out using government funds. To plan the program, it is necessary to select locations by ranking candidate locations for prospective areas that will be developed. The aim of the research is to rank twenty candidate locations for the program using the incremental internal rate of return (incremental IRR) method resulting from discounted cash flow (DCF) calculations. The stages in this method are assessing feasibility of the project based on profitability parameters in each prospect area; and ranking based on the incremental IRR. As a result of the project feasibility evaluation, there are four locations that were asserted economically feasible based on a BCR value of > 1 , namely Nage, Galunggung, Bittuang and Papandayan. Meanwhile, based on the IRR value ($IRR \geq MARR$; with $MARR = 13.5\%$) and NPV ($NPV > 0$), there are only two locations of the four

location were assessed financially feasible, namely Nage Area and Galunggung. Therefore, two locations, Nage and Mount Galunggung, were confirmed feasible both economically and financially. Meanwhile, based on the implementation of the incremental IRR method, the results of discounted cash flow (DCF) calculations, the first to fourth places respectively are the Nage Area, Mount Galunggung, Mount Papandayan and Bittuang. Based on the results of this study, it is recommended to re-evaluate candidate locations for prospect areas for the program. It is because there are only four locations (20%) of the twenty candidate locations were declared economically viable, and two locations (10%) were declared economically and financially feasible. Choosing the right location will be one of the keys to success in running the program.

Keywords: Geothermal Project Economics, Geothermal Project Feasibility, Incremental IRR, Government Drilling Program, Discounted Cash Flow (DCF) Calculation

PENDAHULUAN

Undang-undang nomor 21 tahun 2014 tentang panas bumi mendefinisikan studi kelayakan sebagai kajian untuk memperoleh informasi secara terperinci terhadap seluruh aspek yang berkaitan untuk menentukan kelayakan teknis, ekonomis, dan lingkungan atas suatu rencana usaha dan/atau kegiatan pemanfaatan Panas Bumi yang diusulkan (Pemerintah Indonesia, 2014). Kegiatan ini merupakan bagian terakhir dari tahap kegiatan eksplorasi panas bumi. Dari hasil studi kelayakan ini akan ditentukan keberlanjutan suatu proyek panas bumi. Indonesia telah memiliki master plan pengembangan panas 2007 - 2025 untuk mencapai target pengembangan 9.500 MW_e. Masterplan tersebut diluncurkan pada tahun 2007 diikuti dengan *road-map* untuk mencapai target tersebut (Kementerian ESDM, 2007). *Roadmap* ini pun tercantum dalam lampiran Peraturan Presiden 5/2006 tentang Kebijakan Energi Nasional (Pemerintah Indonesia, 2006). Untuk mengikuti perubahan kebijakan dan peraturan yang ada, masterplan tersebut direvisi pada tahun 2017 dengan menggunakan data per tahun 2015 (Kementerian ESDM, 2017). Namun, karena perubahan kebijakan dan regulasi yang begitu cepat dan signifikan, revisi master plan tersebut sudah tidak bisa diacu lagi secara langsung. Untuk digunakan dibutuhkan penyesuaian-penyesuaian baik dari sisi teknis maupun non teknis.

Dalam rentang waktu 2016 - 2022, beberapa regulasi dan data teknis geosain telah banyak berubah dengan dikeluarkannya beberapa peraturan pemerintah (PP) dan peraturan menteri (permen) serta penambahan survei di beberapa lokasi. Dalam rentang waktu tersebut, pemerintah setidaknya paling sedikit telah mengeluarkan 2 PP dan 7 permen tentang panas bumi atau yang berhubungan (Direktorat Panas Bumi, 2022). Setidaknya terdapat penambahan data geosain pada 25 lokasi prospek. Hasil evaluasi menghasilkan penurunan nilai kuantitatif total sumber daya sebesar 5.222 MW_e atau 18% dari total sumber daya data tahun 2016 (Badan Geologi, 2022, 2016). Namun secara kualitas, sumber daya panas bumi tersebut meningkat dengan penambahan data-data geofisika seperti survei *magneto telluric* (MT) dan gaya berat yang mampu memperkirakan dimensi sumber daya tersebut.

Jadi untuk perencanaan program pengembangan panas bumi yang baru seperti program *government drilling* ini tidak dapat menggunakan data informasi dalam *masterplan* secara langsung. *Government drilling* merupakan program pengeboran sumur eksplorasi panas bumi yang dilakukan menggunakan dana pemerintah. Saat ini, program ini dilakukan oleh dua institusi yaitu Kementerian ESDM dan Kementerian Keuangan. Untuk perencanaan kegiatan tersebut, perlu dilakukan perangkingan kembali lokasi-lokasi prospek yang akan dikembangkan.

Untuk menentukan lokasi yang diperuntukkan program *government drilling*, Badan Geologi telah melakukan perankingan 20 (dua puluh) lokasi kandidat lokasi program ini menggunakan metode *Analytical Hierarchy Process* (AHP). Dengan didasari pada tujuh kriteria teknis dan non teknis yaitu status wilayah, kelengkapan data, kondusivitas sosial, suhu reservoir, kualitas infrastruktur, *supply & demand*, dan *heat source*, didapatkan ranking lokasi kegiatan sebagaimana tercantum pada **Tabel 1** (Pusat Sumber Daya Mineral Batubara Panas Bumi, 2021).

Tabel 1. Lokasi Kegiatan Eksplorasi Panas Bumi Oleh Pemerintah (Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi, 2021)

No	Area Prospek	Prop.	Stat. Wil.
1	Cisolok-Cisukarame	Jabar	WKP
2	Nage	NTT	WKP
3	Bittuang	Sulsel	WT
4	Tampomas	Jabar	WKP
5	Ciremai	Jabar	WKP
6	Marana	Sulteng	WKP
7	Gn. Endut	Banten	WKP
8	Sembalun	NTB	WKP
9	Guci	Jateng	WKP
10	Banda Baru	Maluku	WT
11	Sipoholon Ria-Ria	Sumut	WKP
12	Bora Pulu	Sulteng	WKP
13	Sumani	Sumbar	WKP
14	Gn. Galunggung	Jabar	WKP
15	Gn. Papandayan	Jabar	WT
16	Gn. Batur-Kintamani	Bali	WT
17	Lokop	Aceh	WT
18	Maritaing	NTT	WT
19	Sajau	Kaltara	WT
20	Limbong	Sulsel	WPSE

Keterangan:

WKP = Wilayah Kerja Panas Bumi;
 WT = Wilayah Terbuka; dan
 WPSE = Wilayah Penugasan Survei & Eksplorasi.

Kriteria untuk perankingan belum mempertimbangkan nilai keekonomian proyek panas bumi secara langsung. Beberapa parameter dimasukan dengan pertimbangan dapat mempengaruhi besar biaya yang akan dikeluarkan. Nilai keekonomian ini sangat berperan untuk menentukan kelayakan proyek untuk dikembangkan selain faktor teknis dan lingkungan. Terdapat beberapa lokasi prospek yang dinilai secara teknis dan lingkungan dikategorikan sebagai proyek layak namun belum menarik untuk dikembangkan karena belum mencapai nilai keekonomiannya.

Studi ini melakukan perankingan dua puluh kandidat lokasi pengeboran berdasarkan pendekatan anggaran biaya (*capital budget approach*) menggunakan metode *incremental internal rate of return* atau metode IRR inkremental hasil perhitungan *discounted cash flow* (DCF). Metode ini dipilih karena dianggap metode sederhana dan mudah dimengerti oleh pemangku kepentingan baik sisi teknis dan manajemen.

Untuk perhitungan DCF ini digunakan kebijakan harga jual energi panas bumi yang baru, yaitu harga yang tertuang dalam peraturan presiden (perpres) nomor 112 tahun 2022 (Pemerintah Indonesia, 2022). Studi ini ingin memberikan gambaran bagaimana kedua puluh lokasi program *government drilling* ini jika dipilih oleh pengembang swasta berdasarkan nilai keekonomian proyek. Hasil studi ini dapat diintegrasikan menjadi salah satu kriteria dalam perankingan lokasi dalam program *government drilling* ini. Namun jika digabungkan menjadi salah satu kriteria, maka diperlukan evaluasi terhadap beberapa kriteria yang juga digunakan baik langsung maupun tidak langsung dalam perhitungan DCF ini.

METODOLOGI

Metodologi pada studi ini dibagi menjadi dua tahap yaitu tahap perhitungan nilai dan kelayakan proyek berdasarkan parameter profitabilitas pada masing-masing area

prospek, dan tahap perhitungan dan perancangan berdasarkan nilai IRR inkremental.

Tahap Pertama – Perhitungan Parameter Profitabilitas dan Kelayakan Proyek Area Prospek

Parameter *Internal Rate of Return* (IRR) merupakan salah satu indikator profitabilitas yang paling sering pakai selain *Net Present Value* (NPV), *Benefit Cost Ratio* (BCR) dan *Payback Period* (PBP) dalam pendekatan anggaran dan biaya. Nilai IRR merupakan nilai laju diskonto pada saat NPV bernilai nol dengan menggunakan **Formula 1**. Dua jenis IRR yang akan dihitung yaitu IRR Proyek dan IRR Ekuiti. Project IRR adalah IRR dengan asumsi pembiayaan tanpa pinjaman, jadi semua pembiayaan menggunakan ekuitas atau modal sendiri, sedangkan IRR Ekuiti adalah IRR dengan asumsi ada proporsi pembiayaan menggunakan dana pinjaman dan ekuitas.

$$\sum_{t=0}^{t=n} \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad \dots\dots\dots(1)$$

Kriteria kelayakan suatu proyek berdasarkan *IRR* adalah sebagai berikut:

- Jika $IRR \geq MARR$, maka suatu proyek dinyatakan layak untuk dilaksanakan;
- Jika $IRR < MARR$, maka suatu proyek dinyatakan tidak layak untuk dilaksanakan.

Minimum Acceptable Rate of Return (MARR) adalah adalah tingkat pengembalian minimum suatu proyek yang dapat diterima oleh suatu perusahaan sebelum memulai suatu proyek berdasarkan tingkat risiko dan biaya yang akan dikeluarkan suatu proyek. Nilai MARR proyek yang dipergunakan dalam studi ini adalah 13,5%. Nilai tersebut didapat dari nilai MARR untuk proyek pembangkit batubara adalah 12% ditambah 150 basis poin karena proyek panas bumi masih memiliki risiko tambahan yaitu risiko

sumber daya atau risiko *sub-surface*(Direktorat Panas Bumi, 2016)

Sedangkan nilai NPV adalah jumlah rangkaian *present value* dari *cash flow* dari awal sampai akhir proyek. Perhitungannya menggunakan **Formula 2**. Nilai BCR merupakan perbandingan antara pendapatan yang diperoleh dan biaya yang dikeluarkan dengan perhitungannya menggunakan **Formula 4**. Terakhir, PBP adalah waktu yang dibutuhkan suatu proyek untuk mengembalikan seluruh biaya dan kewajiban yang telah dikeluarkan. Perhitungan berapa lama PBP menggunakan **Formula 5**.

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{CF_t}{(1 + r)^t} \quad \dots\dots\dots(2)$$

dengan

- CF_t : cash flow pada tahun ke-t
- r : laju diskonto
- n : umur proyek

$$CF_t = CI_t - CO_t \quad \dots\dots\dots(3)$$

Dengan

- CI_t : cash inflow pada tahun ke-t
- CO_t : cash outflow pada tahun ke-t

Kriteria kelayakan suatu proyek berdasarkan *NPV* adalah sebagai berikut:

- Jika $NPV > 0$, maka suatu proyek dinyatakan layak untuk dilaksanakan;
- Jika $NPV \leq 0$, maka suatu proyek dinyatakan tidak layak untuk dilaksanakan.

$$BCR = NPV \left(\frac{Pendapatan}{Investasi} \right) \quad \dots\dots\dots(4)$$

Kriteria kelayakan suatu proyek berdasarkan *BCR* adalah sebagai berikut:

- Jika $BCR > 1$, maka suatu proyek dinyatakan layak untuk dilaksanakan;
- Jika $BCR \leq 1$, maka suatu proyek dinyatakan tidak layak untuk dilaksanakan.

$$PBP = m + \frac{0 - CCF_m}{CCF_{m+1} - CCF_m} \dots\dots\dots(5)$$

dengan

- PBP* : *payback period*, tahun
- m* : tahun dengan *CCF* negatif sebelum *CCF* positif
- m+1* : tahun dengan *CCF* positif setelah *CCF* negatif
- CCF_m* : *cash flow* kumulatif pada tahun *m*
- CCF_{m+1}* : *cash flow* kumulatif pada tahun *m+1*

Aplikasi DCF Proyek Panas Bumi

Untuk mendapatkan nilai parameter profitabilitas digunakan aplikasi *spreadsheet* DCF proyek panas bumi kondisi Indonesia yang digunakan oleh Nugraha et al. (2017) dengan beberapa penyesuaian. Terdapat lima penyesuaian yang dilakukan terhadap aplikasi tersebut, yaitu antara lain untuk harga jual listrik, biaya kapital dan operasi, biaya pengeboran sumur, dan pajak penghasilan (PPh) perusahaan.

Penyesuaian Harga Jual Listrik

Nugraha et al. (2017) menggunakan aplikasi tersebut untuk menghitung pada harga jual berapa suatu proyek panas bumi bisa mencapai nilai keekonomian. Peraturan yang diacu oleh aplikasi tersebut adalah Permen ESDM Nomor 17 Tahun 2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari PLTP dan Uap Panas Bumi untuk PLTP oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) yang membagi harga berdasarkan pembagian tiga wilayah dan waktu *Commercial Operation Date* (COD) (Tabel 2). Peraturan ini didasarkan pada kajian Bank Dunia yang menentukan harga jual listrik tidak secara langsung namun berdasarkan tujuh nilai biaya terhindarkan, biaya eksternalitas atau manfaat yang didapat jika energi panas bumi dikembangkan di suatu wilayah. Berikut adalah ketujuh hal tersebut, yaitu (1) biaya terhindarkan dari biaya tetap pembangkit termal, (2) biaya terhindarkan dari biaya tidak tetap pembangkit termal, (3) biaya

eksternalitas global kapital dan operasional pembangkit termal, (4) biaya eksternalitas lokal kapital dan operasional pembangkit termal, (5) biaya terhindarkan untuk Kementerian Keuangan akibat perubahan harga bahan bakar fosil, (6) biaya terhindarkan transmisi pembangkit termal, dan (7) penambahan manfaat bagi ekonomi lokal dan regional. Pembangkit termal yang dimaksud adalah pembangkit berbahan bakar batubara, minyak dan gas bumi yang akan tergantung pada masing-masing wilayah (Asian Development Bank, 2015).

Tabel 2. Harga Patokan Tertinggi Listrik dari PLTP berdasarkan Permen ESDM 17/2014

Waktu COD	Wil. 1	Wil. 2	Wil.3
2015	11,8	17,0	25,4
2016	12,2	17,6	25,8
2017	12,6	18,2	26,2
2018	13,0	18,8	26,6
2019	13,4	19,4	27,0
2020	13,8	20,0	27,4
2021	14,2	20,6	27,8
2022	14,6	21,3	28,3
2023	15,0	21,9	28,7
2024	15,5	22,6	29,2
2025	15,9	23,3	29,6

Keterangan:

- Wilayah 1 : wilayah Sumatra, Jawa dan Bali;
- Wilayah 2 : wilayah Sulawesi, Nusa Tenggara Barat, Nusa Tenggara Timur, Halmahera, Maluku, Papua dan Kalimantan; dan
- Wilayah 3 : wilayah yang berada pada wilayah I atau Wilayah II yang terisolasi dan pemenuhan tenaga listriknya sebagian besar diperoleh dari pembangkit listrik dengan bahan bakar minyak.

Penyesuaian yang dilakukan adalah dengan mengikuti aturan terbaru tentang harga panas bumi yaitu peraturan presiden (perpres) nomor 112 tahun 2022 tentang percepatan pengembangan energi terbarukan untuk penyediaan tenaga listrik (Pemerintah Indonesia, 2022). Pada perpres tersebut harga dibagi menjadi dua tahap yaitu 10 tahun pertama dan dua puluh tahun selanjutnya setelah waktu COD. Pada perpres tersebut harga dibagi menjadi dua jenis harga pembelian, yaitu untuk tenaga listrik (**Tabel 3**) dan tenaga uap setara listrik (**Tabel 4**). Berdasarkan waktu, harga pembelian tersebut terbagi menjadi dua tahap yaitu harga untuk sepuluh tahun pertama dan dua puluh tahun selanjutnya setelah COD. Harga untuk sepuluh tahun pertama tersebut akan dikalikan dengan faktor lokasi F (**Tabel 5**).

Tabel 3. Harga Pembelian Tenaga Listrik berdasarkan Perpres 112/2022

No	Kapasitas	Harga Patokan Tertinggi (sen USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1.	s.d. 10 MW	(9,76 x F)*	8,30
2.	>10 MW s.d. 50 MW	(9,41 x F)*	8,00
3.	>50 MW s.d. 100 MW	(8,64 x F)*	7,35
4.	>100 MW	(7,65 x F)*	6,50

Keterangan:

* Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F.

Tabel 4. Harga Pembelian Tenaga Uap Panas Bumi Setara Listrik berdasarkan Perpres 112/2022

No	Kapasitas	Harga Pembelian Uap setara Listrik (cent USD/kWh)	
		Tahun ke-1 s.d. 10	Tahun ke-11 s.d. 30
1.	s.d. 10 MW	(6,60 x F)*	5,60
2.	>10 MW s.d. 50 MW	(6,25 x F)*	5,31
3.	>50 MW s.d. 100 MW	(5,48 x F)*	4,,65
4.	>100 MW	(4,48 x F)*	3,81

Keterangan:

* Harga patokan tertinggi merupakan harga setelah dikalikan faktor F.

Tabel 5. Besaran Angka Faktor Lokasi F berdasarkan Perpres 112/2022

No	Wilayah	Semua Kapasitas
1.	Jawa, Madura,	1,00
	Bali	1,00
2.	- Pulau Kecil	1,00
	Sumatra	1,10
	- Kepulauan Riau	1,20
	- Mentawai	1,20
3.	- Bangka Belitung	1,10
	- Pulau Kecil	1,15
	Kalimantan	1,10
4.	- Pulau Kecil	1,15
	Sulawesi	1,10
5.	- Pulau Kecil	1,15
	Nusa Tenggara	1,20
6.	Pulau Kecil	1,25
	Maluku Utara	1,25
7.	- Pulau Kecil	1,30
	Maluku	1,25
8.	- Pulau Kecil	1,30
	Papua Barat	1,50
9.	Papua	1,50

Penyesuaian Biaya Kapital dan Operasi

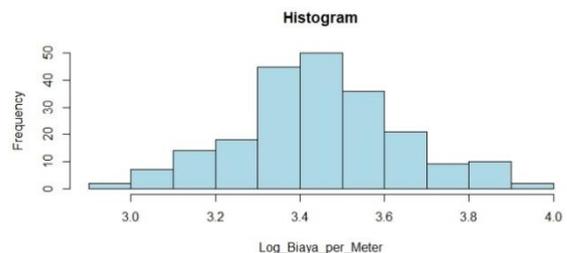
Penyesuaian lain adalah pada penentuan biaya kapital dan operasi. Sebelumnya biaya-biaya tersebut didasarkan pada studi Quinlivan (2009), sedangkan penyesuaiannya adalah dengan menggunakan nilai-nilai dari studi Sinclair Knight Merz (2013). Nilai biaya pada studi Sinclair Knight Merz (2013) ini lebih baik karena menunjukkan harga untuk kondisi lapangan-lapangan di Indonesia dibandingkan studi Quinlivan et al. (2009) yang mangacu pada biaya lapangan di Selandia Baru. Dalam Sinclair Knight Merz (2013), terdapat biaya perkiraan dari Pertamina dan konsultan itu sendiri. Biaya perkiraan dari konsultan lebih besar dari perkiraan biaya Pertamina dengan persentase yang berbeda tergantung pada lokasi dan jenis biayanya. Studi ini mengambil 75% dari biaya perkiraan biaya konsultan tersebut. Nilai tersebut dianggap nilai diantara perkiraan biaya Pertamina dan konsultan.

Penyesuaiannya adalah bahwa besar biaya tersebut tidak hanya tergantung pada besarnya kapasitas (MW_e) atau total produksi tahunan (MW_{th}/tahun) namun juga pada faktor-faktor lain. Sebagai contoh, besar biaya infrastruktur juga akan dihubungkan dengan empat parameter lain seperti akses menuju area prospek, infrastruktur yang sudah ada, kesulitan topografi dan cuaca. Kesulitan infrastruktur ini juga akan mempengaruhi biaya pembangunan pembangkit (*power plant*) dan *steamfield above ground system* (SAGS). Biaya pembangunan SAGS sendiri tergantung pada nilai rata-rata entalpi sumur dan kerapatan energi suatu prospek (MW/km^2). Kerapatan energi merupakan pembagian antara besarnya sumber daya atau cadangan per satuan luas pada suatu area prospek.

Penyesuaian Biaya Pengeboran Sumur

Biaya lain yang disesuaikan adalah biaya pengeboran sumur. Sebelumnya biaya pengeboran hanya tergantung pada lokasi, kemudian ditambah dengan parameter

kedalaman sumur. Biaya pengeboran dibedakan antara lokasi Jawa-Sumatra-Bali dan lokasi di luar Jawa-Sumatra-Bali. Selain lokasi, biaya pengeboran sumur dihubungkan dengan total kedalaman dicerminkan dengan nilai biaya per kedalaman (USD/meter). Nilai yang diambil adalah USD 2.848 per meter yang merupakan nilai rata-rata hasil pengolahan ulang dari data-data yang digunakan Purwanto et al. (2020). Nilai tersebut adalah rata-rata biaya pengeboran sumur per meter di Jawa-Sumatra-Bali dengan data terdistribusi normal (**Gambar 1**). Untuk lokasi di luar Jawa dan Sumatra, biaya pengeboran ditambah dengan biaya tambahan sebesar 48% dari biaya di Jawa-Sumatra-Bali. Persentase tersebut merupakan perbedaan antara biaya pengeboran di Jawa-Sumatra-Bali dan biaya pengeboran di luar ketiga pulau tersebut menurut Sinclair Knight Merz (2013).



Gambar 1. Histogram Distribusi Biaya Pengeboran Sumur Panas Bumi di Pulau Jawa dan Sumatra

Penyesuaian Pajak Penghasilan (PPH)

Penyesuaian pada Pajak Penghasilan (PPH) perusahaan yang akan diterapkan pada studi ini adalah sebesar 22%. Besar PPH ini mengacu pada undang-undang perpajakan terbaru (Pemerintah Indonesia, 2021). Besaran PPH perusahaan ini lebih kecil dari ketentuan pajak sebelumnya pada angka 25% (Direktorat Panas Bumi, 2023).

Penentuan Kelayakan Proyek

Kegiatan selanjutnya adalah penentuan kelayakan proyek panas bumi dan peringkatnya. Penentuan kelayakan

proyek panas bumi ditentukan dengan menggunakan nilai IRR proyek. Jika nilai IRR proyek \geq MARR proyek. Perangkingan dilakukan berdasarkan urutan nilai IRR proyek paling besar ke nilai paling kecil. Pada tahap ini masih belum mempertimbangkan valuasi proyek berdasarkan nilai investasi pada proyek. Jadi perangkingan pada tahap ini masih bersifat independen belum ada perbandingan dengan portofolio proyek panas bumi yang lain. Perangkingan juga masih ada bias karena belum mempertimbangkan nilai valuasi proyek. Nilai kelayakan suatu proyek bisa saja akan lebih tinggi pada suatu proyek yang memiliki nilai persentase IRR kecil namun valuasi proyek bisa lebih besar dibandingkan dengan suatu proyek dengan persentase IRR besar namun valuasi proyek yang kecil.

Tahap Kedua – Perhitungan IRR Inkremental dan Perankingan Final

IRR inkremental (Δ IRR) adalah nilai IRR dari selisih *net cash flow* antara dua proyek dalam perhitungan DCF. Perhitungan *incremental* IRR (Δ IRR) ini dilakukan setelah dilakukan pengurutan berdasarkan besar nilai investasi (Partowidagdo, 2001). Jadi masing-masing proyek yang layak akan dibandingkan dengan masing-masing proyek layak lainnya.

Kegiatan pertama yang dilakukan adalah pengurutan nilai investasi terbesar ke nilai investasi terkecil untuk proyek yang dikategorikan layak. Selanjutnya dihitung IRR inkremental dari selisih *net cash flow* dua proyek yang dibandingkan. Untuk menentukan proyek mana yang lebih baik untuk dipilih akan mengikuti aturan dibawah ini:

- Δ IRR $>$ MARR; maka proyek yang lebih baik adalah proyek yang membutuhkan investasi lebih besar; dan
- Δ IRR $<$ MARR; maka proyek yang lebih baik adalah proyek yang membutuhkan investasi lebih kecil.

HASIL & PEMBAHASAN

Parameter yang dijadikan sebagai input pada aplikasi perhitungan DCF proyek panas bumi dapat dikategorikan menjadi parameter utama dan tambahan. Parameter utama antara lain besar kapasitas pengembangan, suhu, jenis pembangkit dan harga jual listrik (**Tabel 6**). Jenis pembangkit panas bumi akan tergantung pada suhu reservoir. Pada suhu diatas 225°C ($>225^{\circ}\text{C}$) akan menggunakan pembangkit konvensional (*flash power plant*) sedangkan dibawah sama dengan 225°C akan menggunakan pembangkit jenis binari ($\leq 225^{\circ}\text{C}$). Parameter tambahan antara lain akses menuju area prospek, infrastruktur yang ada, topografi, cuaca, puncak reservoir, dan kerapatan energiyang akan dipergunakan untuk menentukan penyesuaian biaya infrastruktur, SAGS dan pembangkit (**Tabel 7**).

Maksud dari program *government drilling* adalah untuk mengurangi resiko hulu bisnis panas bumi yang tinggi. Program ini merupakan salah satu insentif fiskal yang diberikan oleh pemerintah untuk dapat mempercepat pengembangan panas bumi untuk listrik di Indonesia. Program ini merupakan pilihan insentif terbaik yang mampu menurunkan harga jual paling besar (Nugraha, 2017). Program ini diharapkan mampu meningkatkan kelayakan suatu proyek panas bumi. Kelayakan proyek panas bumi dapat dikategorikan menjadi proyek yang secara finansial dan secara ekonomi. Minimum program ini dapat meningkatkan menjadi proyek yang layak secara ekonomi. Hal ini karena apabila suatu proyek secara ekonomi sudah tidak layak maka akan sangat sulit untuk mengangkat proyek tersebut menjadi layak secara finansial. Untuk meningkatkan kelayakan diperlukan insentif fiskal pada proyek tersebut.

Dalam studi ini, kelayakan proyek secara finansial direpresentasikan dengan nilai IRR dan NPV, sedangkan kelayakan secara ekonomi bisa diperlihatkan dengan nilai BCR. Biasanya suatu proyek yang

dinyatakan layak secara finansial akan layak juga secara ekonomi. Namun tidak sebaliknya, proyek yang layak secara ekonomi belum tentu menjadi proyek yang layak secara finansial.

Berdasarkan data pada **Tabel 6**, kandidat area prospek untuk program *government drilling* ini tidak terlalu menarik secara teknis dari dua sisi. Sisi pertama adalah suhu reservoir. Area prospek ini berada pada suhu reservoir menengah-menengah berdasarkan kategori Nugraha *et al.* (2022) untuk sumber daya panas bumi kategori suhu menengah. Dengan suhu tersebut maka dibutuhkan pembangkit jenis binari dan produktivitas sumur yang lebih kecil. Sisi kedua adalah kapasitas pembangkit yang akan dan dapat dikembangkan dikategorikan sebagai kapasitas kecil. Ketidakmenarikan pada kedua hal tersebut tersebut akan bertambah apabila terjadi *overestimate* perhitungan sumber daya pada kategori suhu menengah ini seperti yang dijelaskan Nugraha *et al.* (2022). Perkiraan *over-estimate* dalam perhitungan sumber daya ini juga dibahas dalam rencana usaha penyediaan tenaga listrik (RUPTL) 2020-2030 yang mengacu pada beberapa kajian (PT PLN, 2021).

Program *government drilling* bertujuan untuk meningkatkan tingkat keekonomian suatu proyek panas bumi untuk pembangkitan listrik. Dengan asumsi bahwa apabila suatu wilayah kerja panas bumi (WKP) telah mencapai keekonomian maka apabila dilakukan lelang WKP maka area tersebut dapat diminati beberapa pengembang. Dengan adanya beberapa

pengembang diharapkan adanya kompetisi dalam memberikan komitmen eksplorasi paling besar yang akan memastikan WKP tersebut dikembangkan. Semakin besar komitmen eksplorasi tersebut artinya semakin besar keseriusan pengembang tersebut untuk mengembangkan WKP tersebut. Namun, jika dalam lelang WKP area hasil program *government drilling* ini hanya dapat menarik satu pengembang maka kompetisi tersebut masih belum tercapai. Lebih jauh lagi apabila satu investor tersebut merupakan pengembang BUMN maka akan lebih mudah, murah dan cepat untuk memberikan izin panas bumi (IPB) secara langsung pada BUMN melalui mekanisme Penugasan pada BUMN tanpa melalui proses tender terbuka. Keadaan akan lebih buruk apabila pengembang BUMN pun tidak tertarik pada WKP hasil *government drilling* ini karena bukan hanya tujuan program tidak tercapai namun bisa saja dianggap program ini memboroskan anggaran APBN. Salah satu penyebabnya adalah metode dan/atau kriteria dalam penentuan area prospek dalam program ini masih belum tepat untuk tujuan diatas.

Dasar pemilihan dua puluh lokasi kandidat program *government drilling* ini masih perlu dikaji kembali karena proses pemilihan yang tidak memiliki dasar yang kuat. Penulis tidak menemukan dokumen yang bisa diacu untuk mengetahui dasar metode dan/atau kriteria apa yang dipergunakan dalam memilih 20 lokasi dari 356 lokasi area prospek yang ada. Metode AHP ini dipergunakan hanya untuk meranking atau prioritasasi 20 area prospek yang sudah ditentukan sebelumnya.

Tabel 6. Nilai Parameter Input Utama Aplikasi DCF Proyek Panas Bumi

No	Area Prospek	Cadangan (MW _e)	Suhu (°C)	Rencana Kapasitas (MW _e)	Keterangan Dalam RUPTL
1	Cisolok-Cisukarame	45	200	20 MWe	Rencana COD @20 MW _e di 2030
2	Nage	46	284	40	Perlu dikaji lebih lanjut
3	Bittuang	24	230	20	Perlu dikaji lebih lanjut

No	Area Prospek	Cadangan (MW _e)	Suhu (°C)	Rencana Kapasitas (MW _e)	Keterangan Dalam RUPTL
4	Tampomas	32	175	45	Rencana COD @45 MW _e di 2030
5	Ciremai	27	200	2x55	Perlu dikaji lebih lanjut
6	Marana	28	160	20	Perlu dikaji lebih lanjut
7	Gn. Endut	38	180	40	Perlu dikaji lebih lanjut
8	Sembalun	11	140	2x10	Perlu dikaji lebih lanjut
9	Guci	20	210	2x55	Rencana COD @55 MW _e di 2030
10	Banda Baru	20	190	10	Perlu dikaji lebih lanjut
11	Sipoholon Ria-Ria	35	180	10	Perlu dikaji lebih lanjut
12	Bora Pulu	123	220	40	Perlu dikaji lebih lanjut
13	Sumani	52	190	20	Perlu dikaji lebih lanjut
14	Gn. Galunggung	220	225	2x55	Perlu dikaji lebih lanjut
15	Gn. Papandayan	21	290	40	Perlu dikaji lebih lanjut
16	Gn. Batur-Kintamani	18	230	40	Perlu dikaji lebih lanjut
17	Lokop	20	210	20	Perlu dikaji lebih lanjut
18	Maritaing	12	200	10*	Tidak ada keterangan
19	Sajau	6	190	5*	Tidak ada keterangan
20	Limbong	12	220	5	Potensi yang dapat dikembangkan

*) analisis penulis

Sumber: diolah dari (Pusat Sumber Daya Mineral Batubara Panas Bumi, 2021) dan (PT PLN, 2021)

Tabel 7. Nilai Parameter Input Tambahan Aplikasi DCF Proyek Panas Bumi

No	Area Prospek	Akses	Infrastruktur	Topografi	Cuaca	Puncak Reservoir	Kerapatan Energi
----	--------------	-------	---------------	-----------	-------	------------------	------------------

1	Cisolok-Cisukarame	Baik	Baik	Cukup	Cukup	1.500	2,3
2	Nage	Baik	Baik	Cukup	Cukup	800	5,8
3	Bittuang	Cukup	Kurang	Kurang	Cukup	500	4,8
4	Tampomas	Baik	Baik	Kurang	Cukup	1.000	4,0
5	Ciremai	Baik	Baik	Kurang	Cukup	1.500	5,4
6	Marana	Baik	Baik	Baik	Baik	750	1,6
7	Gn. Endut	Baik	Kurang	Kurang	Kurang	1.000	2,3
8	Semalun	Baik	Baik	Kurang	Baik	1.000	2,2
9	Guci	Baik	Cukup	Kurang	Kurang	1.300	5,0
10	Banda Baru	Baik	Baik	Baik	Baik	1.250	3,3
11	Sipoholon Ria-Ria	Baik	Baik	Kurang	Baik	800	1,1
12	Bora Pulu	Baik	Baik	Baik	Baik	600	3,7
13	Sumani	Baik	Baik	Cukup	Baik	1500	5,2
14	Gn. Galunggung	Baik	Baik	Cukup	Baik	1000	9,0
15	Gn. Papandayan	Cukup	Cukup	Kurang	Cukup	1500	4,2
16	Gn. Batur-Kintamani	Baik	Baik	Baik	Baik	1000	9,0
17	Lokop	Kurang	Kurang	Cukup	Cukup	900	3,3
18	Maritaing	Baik	Cukup	Cukup	Baik	750	4,0
19	Sajau	Baik	Baik	Baik	Baik	750	1,2
20	Limbong	Kurang	Cukup	Kurang	Cukup	750	2,0

Hasil Tahap Pertama - Perhitungan Parameter Profitabilitas dan Kelayakan Proyek Area Prospek

Hasil perhitungan IRR, NPV, BCR dan PBP dari masing-masing lapangan ditunjukkan pada **Tabel 8**. Nilai IRR dengan variasi nilai dari 17,82% sampai dengan -7,63%. Valuasi proyek berdasarkan nilai NPV bervariasi dari positif USD 510 juta sampai dengan negatif USD 606 juta. Sedangkan nilai BCR paling besar bernilai 1,48 dan nilai BCR terkecil pada angka 0,44.

Empat lokasi dinyatakan sebagai proyek yang layak secara ekonomi dan dua diantaranya juga dinyatakan layak secara finansial. Berdasarkan nilai $BCR > 1$, area prospek yang layak adalah Area Nage, Gunung Galunggung, Bittuang dan Gunung Papandayan. Keempatnya dinyatakan layak secara ekonomi. Sedangkan berdasarkan nilai IRR ($IRR \geq MARR$; dengan $MARR = 13,5\%$) dan NPV ($NPV > 0$), dari keempat lokasi tersebut hanya dua lokasi yang juga dikategorikan sebagai lapangan layak secara finansial

untuk dikembangkan yaitu Area Nage dan Gunung Galunggung. Jadi dua lokasi (Area Nage dan Gunung Galunggung) dinyatakan layak secara ekonomi maupun secara finansial.

Untuk meningkatkan kelayakan proyek dibutuhkan tambahan insentif yang lain. Insentif ini diharapkan dapat meningkatkan nilai parameter profitabilitas. Insentif dapat berupa insentif teknis dan/atau insentif ekonomi. Contoh insentif teknis misalnya dapat berupa pembangunan infrastruktur menuju area prospek yang dapat mengurangi biaya infrastruktur. Program *government drilling* ini juga bisa dikategorikan sebagai insentif teknis. Contoh insentif ekonomi antara lain pemberian pinjaman lunak dengan bunga rendah (*soft loan*). Beberapa pilihan insentif fiskal telah dipaparkan oleh Nugraha et al. (2017).

Keempat area prospek yang dinyatakan layak secara ekonomi memiliki persamaan yaitu memiliki suhu reservoir yang dikategorikan sebagai sistem bersuhu

tinggi (>225°C). Selain itu, faktor biaya dan harga pembelian tenaga listrik juga menjadi faktor yang penting. Area prospek Gunung Galunggung dan Gunung Papandayan yang terletak di Jawa Barat yang memiliki infrastruktur dikategorikan baik, sehingga diasumsikan biaya yang dibutuhkan lebih rendah. Sedangkan Area Nage dan Bittuang yang terletak di Pulau Flores dan Sulawesi memiliki harga pembelian tenaga listrik yang cukup tinggi yaitu pada angka USD 11,29 sen untuk 10 tahun pertama dan USD 10,35 sen untuk dua puluh tahun selanjutnya.

Hasil perankingan area prospek berdasarkan nilai IRR proyek, ditunjukkan pada **Tabel 9**. Urutan tersebut sangat berbeda dengan hasil urutan menggunakan metode AHP (**Tabel 1**). Area-area prospek panas bumi yang terletak di Pulau Jawa mendominasi urutan 10 besar. Sedangkan area prospek panas bumi yang termasuk dalam 10 besar yang terletak di luar Jawa memiliki suhu reservoir dengan kategori suhu tinggi.

Tabel 8. Kelayakan Proyek Lokasi Program Government Drilling Berdasarkan Parameter Profitabilitas

No	Area Prospek	Kapasitas (MW)	Investasi (USD Juta)	IRR Proyek (%)	NPV (USD Juta)	BCR	Kelayakan Proyek
1	Cisolok-Cisukarame	20	96	5,69	-169	0,89	Belum Layak
2	Nage	40	119	17,82	510	1,48	Layak
3	Bittuang	20	80	9,69	-12	1,05	Layak
4	Tampomas	30	130	7,66	-135	0,96	Belum Layak
5	Ciremai	20	97	5,53	-176	0,88	Belum Layak
6	Marana	20	102	5,18	-198	0,86	Belum Layak
7	Gn. Endut	20	134	7,41	-155	0,95	Belum Layak
8	Sembalun	10	113	-7,63	-545	0,5	Belum Layak
9	Guci	10	95	6,35	-146	0,91	Belum Layak
10	Banda Baru	10	56	-6,35	-264	0,69	Belum Layak
11	Sipoholon Ria-Ria	10	66	TDH [*]	-626	0,44	Belum Layak
12	Bora Pulu	40	140	2,72	-453	0,84	Belum Layak
13	Sumani	20	102	TDH [*]	-606	0,62	Belum Layak
14	Gn. Galunggung	110	285	13,64	554	1,28	Layak
15	Gn. Papandayan	20	76	9,74	-18	1,05	Layak
16	Gn. Batur-Kintamani	15	52	4,83	-123	0,88	Belum Layak
17	Lokop	20	102	TDH [*]	-606	0,62	Belum Layak

No	Area Prospek	Kapasitas (MW)	Investasi (USD Juta)	IRR Proyek (%)	NPV (USD Juta)	BCR	Kelayakan Proyek
18	Maritaing	10	56	3,03	-143	0,81	Belum Layak
19	Sajau	5	44	-5,11	-198	0,57	Belum Layak
20	Limbong	5	47	-6,63	-215	0,54	Belum Layak

Keterangan:

*TDH : Tidak dapat dihitung oleh aplikasi.

Tahap Kedua – Perhitungan IRR Inkremental dan Perankingan Final

Tabel 9. Urutan Area Prospek Berdasarkan Nilai IRR Proyek

Ranking	No	Area Prospek	IRR Proyek (%)
1	2	Nage	17,82 [*])
2	14	Gn. Galunggung	13,64 [*])
3	15	Gn. Papandayan	9,74
4	3	Bittuang	9,69
5	4	Tampomas	7,66
6	7	Gn. Endut	7,41
7	9	Guci	6,35
8	1	Cisolok-Cisukarame	5,69
9	5	Ciremai	5,53
10	6	Marana	5,18
11	16	Gn. Batur-Kintamani	4,83
12	18	Maritaing	3,03
13	12	Bora-Pulu	2,72
14	19	Sajau	-5,11
15	10	Banda Baru	-6,35
16	20	Limbong	-6,63
17	8	Semalun	-7,63
18	17	Lokop	TDH [*])
19	11	Sipoholon Ria-Ria	TDH [*])
20	13	Sumani	TDH [*])

Hal pertama yang dilakukan adalah pengurutan area prospek berdasarkan nilai investasi yang dibutuhkan. **Tabel 10** adalah hasil pengurutan tersebut untuk area prospek yang layak. Urutan tersebut ini sangat tergantung pada rencana kapasitas terpasang dan lokasi area prospek. Semakin besar kapasitas terpasang semakin besar investasinya. Lokasi area prospek panas bumi diluar Pulau Jawa membutuhkan investasi lebih besar.

Selanjutnya dilakukan perhitungan IRR inkremental sesuai dengan urutan nilai

investasi pada **Tabel 10**. MARR proyek yang diambil adalah 13,5%. Pada Tahap I pada perhitungan pertama adalah perbandingan Area Gunung Galunggung dan Nage menghasilkan $\Delta IRR < 13,5\%$ maka pilihan terbaiknya adalah proyek dengan investasi lebih kecil, yaitu Area Nage. Namun pada perhitungan selanjutnya menghasilkan $\Delta IRR > 13,5\%$, maka pilihan terbaiknya adalah investasi lebih besar, yaitu Area Nage. Pada Tahap selanjutnya merupakan perhitungan IRR inkremental untuk urutan nilai investasi lebih kecil selanjutnya.

Tabel 10. Urutan Area Prospek Yang Layak Berdasarkan Nilai Investasi

No	Area Prospek	Investasi (USD Juta)
1.	Gn. Galunggung	285
2.	Nage	119
3.	Bittuang	80
4.	Gn. Papandayan	76

Tabel 11. Perhitungan IRR Inkremental dan Perankingan Area Prospek Yang Layak

Tahap I	1-2 ^{*)}	2-3 ^{*)}	2-4 ^{*)}
IRR	11%	34%	30%
Keputusan	2 ^{*)}	2 ^{*)}	2 ^{*)}
Tahap II	1-3 ^{*)}	1-4 ^{*)}	
IRR	15%	15%	
Keputusan	1 ^{*)}	1 ^{*)}	
Tahap III	3-4 ^{*)}		
IRR	12%		
Keputusan	4 ^{*)}		

Keterangan:

*urutan sesuai **Tabel 10**

Tabel 12. Urutan Area Prospek Yang Layak Berdasarkan IRR Inkremental

Ranking	No	Area Prospek	Investasi (USD Juta)
1.	2.	Nage	119
2.	1.	Gn. Galunggung	285
3.	4.	Gn. Papandayan	76
4.	3.	Bittuang	80

Hasil akhir perankingan berdasarkan IRR inkremental pada **Tabel 12** menunjukkan bahwa terjadi perubahan peringkat dibandingkan peringkat berdasarkan besarnya investasi (**Tabel 10**). Namun jika dibandingkan dengan ranking berdasarkan IRR, ranking berdasarkan IRR inkremental hasilnya sama untuk empat besar atau proyek yang layak secara ekonomi. Tidak adanya perubahan dalam peringkat ini dikarenakan jenis proyek yang homogen yaitu proyek panas bumi. Perbedaannya

hanya pada parameter-parameter input yang sudah dijelaskan.

Perangkingan Metode IRR Inkremental vs AHP

Kelebihan dari perangkingan IRR inkremental ini dibandingkan metode AHP adalah hasil perangkingan IRR inkremental bisa melihat kelayakan proyek dari proyek-proyek yang akan dilakukan perangkingan. Jadi dengan metode perangkingan tersebut tidak hanya melihat kualitas relatif antar prospek yang diwujudkan dalam ranking, juga bisa melihat bahwa kualitas absolut proyek dengan menilai kelayakannya berdasarkan parameter kelayakan proyek baik sisi ekonomi dan finansial. Metode ini dianggap lebih objektif karena menggunakan nilai-nilai kuantitatif dibandingkan AHP yang mengkuantifikasi parameter kualitatif.

Jika dilakukan integrasi dengan kriteria-kriteria lain untuk perangkingan dengan metode AHP, maka harus dilakukan evaluasi terhadap parameter yang akan digunakan. Empat kriteria parameter seperti suhu reservoir, kualitas infrastruktur, *supply & demand*, dan *heat source* sebaiknya dikeluarkan sebagai kriteria karena sudah masuk ke dalam perhitungan DCF. Parameter suhu menjadi dasar dalam perhitungan perkiraan kapasitas per sumur. Parameter kualitas infrastruktur sudah dipergunakan dalam penentuan biaya infrastruktur yang juga mempengaruhi biaya SAGS. Untuk hasil dari perkiraan *heat source* direpresentasikan dengan kualitas tingkat kerapatan energi dan entalpi. Tingkat *supply & demand* menjadi salah satu faktor dalam penentuan kapasitas yang akan dikembangkan.

Kelemahan metode IRR inkremental ini adalah adanya faktor-faktor seperti faktor non ekonomi dan non teknis yang tidak dapat diakomodir secara langsung dalam analisis ini. Sebagai contoh, ada beberapa parameter kriteria dalam metode AHP (Pusat Sumber Daya Mineral Batubara Panas Bumi, 2021) yang tidak dapat diakomodasi dalam analisis. Parameter

tersebut antara lain parameter status lahan, kelengkapan data, dan konduktivitas sosial. Parameter-parameter tersebut merupakan parameter penting. Bahkan parameter status lahan dan konduktivitas sosial tersebut bisa menjadi menyebabkan suatu proyek dilanjutkan atau tidak (*go or no-go*). Sebagai contoh, Proyek Area Waesano, merupakan lokasi yang menjadi prioritas pertama untuk program *government drilling* yang dilakukan Kementerian Keuangan, telah dimulai sejak 2017 sampai saat ini belum ada kegiatan di lapangan yang berarti. Proyek ini terkendala dengan penolakan masyarakat di sekitar lokasi proyek. Untuk contoh faktor lokasi adalah Proyek Area Graho Nyabu, sejak kegiatan Penugasan Survei Pendahuluan (PSP) yang selesai dilaksanakan dan dilanjutkan ke kegiatan Penugasan Survei Pendahuluan dan Eksplorasi (PSPE), sama seperti Proyek Waesano, tidak nampak ada kegiatan riil di lapangan.

Jadi, menggabungkan hasil perankingan IRR incremental dengan kriteria non ekonomi bisa menjadi pilihan yang lebih ideal. Dari gabungan kriteria tersebut, kita dapat mengeliminir beberapa lokasi yang sebaiknya tidak direkomendasikan sebagai lokasi untuk program *government drilling*.

KESIMPULAN

Empat lokasi yang dinyatakan layak secara ekonomi berdasarkan nilai $BCR > 1$, yaitu Area Nage, Gunung Galunggung, Bittuang dan Gunung Papandayan. Sedangkan berdasarkan nilai IRR ($IRR \geq MARR$; dengan $MARR = 13,5\%$) dan NPV ($NPV > 0$), dari keempat lokasi tersebut hanya dua lokasi yang dinyatakan layak secara finansial yaitu Area Nage dan Gunung Galunggung. Jadi dua lokasi yaitu Area Nage dan Gunung Galunggung dinyatakan layak secara ekonomi maupun secara finansial.

Berdasarkan implementasi metode IRR inkremental hasil perhitungan *discounted cash flow* (DCF), peringkat pertama sampai dengan peringkat keempat secara berturut-

turut adalah Area Nage, Gunung Galunggung, Gunung Papandayan dan Bittuang.

Berdasarkan hasil studi ini, direkomendasikan untuk melakukan evaluasi ulang kandidat lokasi-lokasi area prospek untuk program *government drilling* ini. Hal ini karena dari dua puluh kandidat lokasi tersebut, hanya empat lokasi (20%) yang dinyatakan layak secara ekonomi dan dua lokasi (10%) yang dinyatakan layak secara ekonomi dan finansial. Pemilihan lokasi yang tepat akan menjadi salah satu kunci keberhasilan dalam menjalankan program ini.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis ucapkan terima kasih kepada Kepala Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi c.q. Koordinator Panas Bumi Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi (PSDMBP) atas izin penggunaan data untuk penulisan makalah ini. Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada tim editor yang telah memberikan koreksi serta saran dalam perbaikan tulisan ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Asian Development Bank, 2015. *Unlocking Indonesia's Geothermal Potential*. Asian Development Bank.
- Badan Geologi, 2022. *Peta Distribusi dan Sumber Daya Panas Bumi Indonesia 2022*. Bandung.
- Badan Geologi, 2016. *Peta Distribusi dan Sumber Daya Panas Bumi Indonesia 2016*. Bandung.
- Direktorat Panas Bumi, 2023. *Pengembangan Panas Bumi di Indonesia*. Jakarta.
- Direktorat Panas Bumi, 2022. *Pengembangan Panas Bumi di Indonesia*. Jakarta.
- Direktorat Panas Bumi, 2016. *Proposed Methodology for Determining Fixed Tariffs for Geothermal Power Projects in Indonesia*. Jakarta

- Kementerian ESDM, 2017. *Review of the Target of Geothermal Development Plan*. Jakarta.
- Kementerian ESDM, 2007. *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia*. Jakarta.
- Nugraha, H., Saefulhak, Y., Pangaribuan, B., 2017. *A Study on the Impacts of Incentives to the Geothermal Energy Electricity Price in Indonesia using Production-based Cost Approach*. The 5th Indonesia International Geothermal Convention & Exhibition (IIGCE). Jakarta.
- Pemerintah Indonesia, 2022. *Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik*. Jakarta.
- Pemerintah Indonesia, 2021. *Undang-Undang Nomor 7 Tahun 2021 tentang Harmonisasi Peraturan Perpajakan*. Pemerintah Indonesia. Jakarta
- Pemerintah Indonesia, 2014. *Undang-Undang Nomor 21 tahun 2014 tentang Panas Bumi*. Pemerintah Indonesia. Jakarta
- Pemerintah Indonesia, 2006. *Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 5 Tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional*. Jakarta.
- PT PLN, 2021. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2021 sampai dengan Tahun 2030*. Jakarta.
- Purwanto, E.H., Suwarno, E., Hakama, C., Pratama, A.R., Herdiyanto, B., 2020. *An Updated Statistic Evaluation of Drilling Performance, Drilling Cost and Well Capacity of Geothermal Fields in Indonesia*. Proceedings World Geothermal Congress.
- Pusat Sumber Daya Mineral Batubara Panas Bumi, 2021. *Penentuan Lokasi Untuk Program Pengeboran Sumur Eksplorasi Panas Bumi Oleh Pemerintah*. Bandung.
- Quinlivan, P., 2009. *Assessment of Current Costs of Geothermal Power Generation in New Zealand (2007 Basis)*. New Zealand Geothermal Association.
- Sinclair Knight Merz, 2013. *Geothermal Tariff Study*. Jakarta.
- Partowidagdo, W., 2001. *Pengelolaan Lapangan Minyak dan Gas Bumi*. ITB, Bandung.

Diterima : 29 September 2023
Direvisi : 7 Maret 2024
Disetujui : 31 Agustus 2024