

BRINE MANAGEMENT SYSTEM FOR THE NORTHERN INJECTION WELLS IN DIENG GEOTHERMAL AREA

Supriadinata Marz¹, Cahyo Setiawan¹, M. Nur Chabib¹

¹PT Geo Dipa Energi Unit Dieng, supriadinata@geodipa.co.id, cahyo@geodipa.co.id, chabib@geodipa.co.id,

ABSTRACT

Dieng Plateau Geothermal Area has 15.7 km² areas (GeothermEx Report, 1998). It has a total of 47 wells with 16 production wells and 8 injection wells. The number of wells is dedicated to Unit 1. Other wells shut-in condition and some of abondon wells in variety of reasons. The injection system has been a crucial part in determining the achievement of production of electricity besides steam field management and performance of the power plant. Then the brine injection system must be taken seriously. This is related to fluids characteristic of Dieng Area which has fraction 30%-40% of steam and 60%-70% of water.

Location of injection wells spread to northern area and southern area. The northern area of the Sileri prospect, there are 4 production wells that have contributed approximately 20 MW and 2 injection wells that are used to receive brine from 4 production wells with the longest distance 3.5 km. The specific steam consumption (SSC) is assumed to 7 tons / MW, meaning that the brine will contribute around 10.5 to 16 tons / MW. If production well is 20 MWh, it will produce 210-326 tons / hour of brine.

To distribute brine from the separator to injection wells needed facilities such as pond, pumps and pipelines until the brine can be injected through injection wells. A system have been made to handle process reinjection brine that is named Brine Management System. In this paper will be discuss on 3 alterenatif solution for Brine Management System that consist of assesment of brine, performance of the pump, pipeline capacity, the ability of injection wells itself and then the operations and finance feasibility to achieve the optimum production of power plant.

I. PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Lapangan Panasbumi Dataran Tinggi Dieng (WKP DTT Dieng) merupakan salah satu lapangan panasbumi yang dimiliki oleh PT Geo Dipa Energi (PT GDE) yang terletak di propinsi Jawa Tengah. Di wilayah ini terdapat daerah prospek dengan luas 15,7 km² yaitu area Sileri, Sikidang dan Pakuwaja (HCE Report, 1998).

Letak sumur sumur injeksi tersebar di bagian utara dan bagian selatan. Bagian utara dari daerah prospek Sileri terdapat 4 sumur produksi (2 sumur dari Pad 7 dan 2 sumur dari Pad 29) yang memiliki kontribusi lebih kurang 20 MW dan 2 sumur injeksi yang digunakan

untuk menampung brine dari empat sumur produksi dengan jarak terjauh 3,5 km. Dengan perkiraan specific steam consumption (SSC) diasumsikan 7 ton/MW, akan dihasilkan brine sekitar 10,5 – 16 ton/MW. Dengan produksi 20 MWh maka brine yang dihasilkan 210-326 ton/jam.

Northern brine injection system merupakan salah satu sistem perpipaan *brine* yang digunakan di PT. GDE Unit Dieng. Fungsi dari *northern brine injection system* tersebut adalah untuk mengakomodir *brine* yang dihasilkan dari proses separasi fluida *geothermal* dari sumur produksi di PAD 7 dan PAD 29 untuk diinjeksikan kembali ke dalam perut bumi. *Brine* yang dihasilkan ini harus mampu ditangani secara baik oleh *northern brine injection system* sehingga dampak negatif terhadap lingkungan dapat terhindarkan. Lebih dari itu, performa yang handal dari *northern brine injection system* juga akan berkontribusi besar di dalam mempertahankan produksi dari sumur panas bumi yang ada di sekitarnya.

1.2 PERMASALAHAN

Northern brine injection system mengalami beberapa permasalahan dalam operasinya, terutama disebabkan oleh proses *scaling* yang terjadi Pada jalur perpipaan. Dampak dari proses *scaling* tersebut mengakibatkan aliran *brine* menjadi terhambat (berkurang) dan *head* sistem menjadi meningkat. Hal ini menuntut performa pompa yang memadai sehingga *brine* yang dihasilkan di Pad 7 dan Pad 29 mampu diinjeksikan kembali seluruhnya ke dalam sumur reinjeksi.

Akan tetapi, seiring dengan bertambahnya ketebalan *scaling* di dalam jalur perpipaan maka Pada durasi waktu tertentu performa pompa tidak akan mampu lagi menjalankan fungsinya sesuai dengan *operation needs northern brine injection system*. Oleh karena itu diperlukan pekerjaan *maintenance* yang dilakukan secara periodik, terutama pembersihan terhadap *scaling* di sepanjang jalur perpipaan tersebut.

Setiap kegiatan *maintenance* yang dilakukan akan berimbas Pada kegiatan operasi dari unit produksi (akan mengalami *derating* selama masa *maintenance*).

Berdasarkan data lapangan, kapasitas produksi dari Pad 7 diketahui sebesar 13 MW dan Pad 29 sebesar 7 MW.

Jika dirata-ratakan maka *derating* yang terjadi Pada setiap kegiatan *maintenance* adalah 10 MW. Perkalian antara *derating* dengan harga per kWh selama masa *maintenance* berarti pengurangan pendapatan bagi perusahaan. Selain itu, perusahaan juga harus mengeluarkan biaya untuk jasa *maintenance*.

1.3 MAK SUD DAN TUJUAN

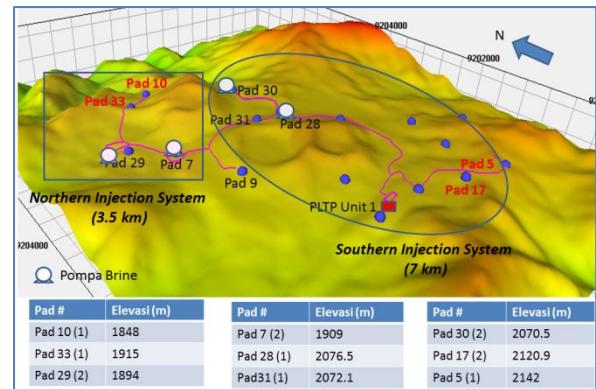
Saat ini, *brine* yang dihasilkan di Pad 7 sebagian diinjeksikan langsung ke dalam sumur reinjeksi 33 melalui suatu jalur perpipaan dengan menggunakan pompa jenis *horizontal pump*, sedangkan yang lainnya dialirkan ke parit di Pad 29 dengan menggunakan dua jalur perpipaan yang mana masing-masing jalur menggunakan jenis *vertical pump*. Adapun di Pad 29, *brine* yang berasal dari Pad 7 akan bercampur dengan *brine* dari sumur produksi di Pad 29. Selanjutnya *brine* tersebut diinjeksikan ke dalam sumur reinjeksi 33 dan 10 melalui dua jalur perpipaan yang berbeda dengan menggunakan pompa horisontal *Deep Blue*.

Untuk mengatasi permasalahan yang ada dikembangkanlah manajemen brine yang disebut Brine Management System for Nirthern Injection Wells. Kondisi awal (existing system) menjadi salah satu alternatif solusi. Kemudian dibandingkan dengan alternatif solusi lain untuk memperoleh solusi yang berhubungan dengan metode operasi dan pemeliharaan yang paling optimal. Besarnya biaya investasi dan tingkat kelayakan masing-masing alternatif solusi perlu diuji sehingga dapat diketahui alternatif dari pemecahan masalah *maintenance* yang paling optimal dan *reasonable*. Selanjutnya juga akan dilakukan kajian yang meliputi kajian kelayakan operasi dan kajian kelayakan finansial.

II. KONDISI BRINE SYSTEM SAATINI

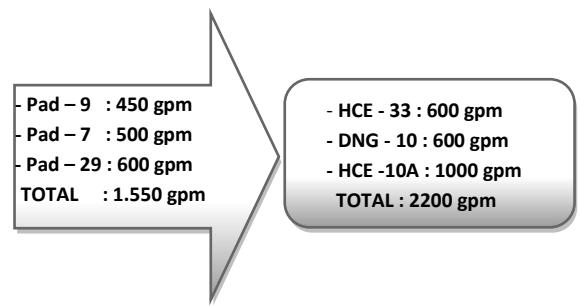
(EXISTING CONDITION)

Brine yang dihasilkan berasal dari sumur-sumur di Pad 7 dan Pad 29 dialirkan ke sumur-sumur Pad 10 dan Pad 33. Seperti yang terlihat dalam gambar 2.1, jarak terpanjang dari sumur produksi ke sumur injeksi untuk northern injection system adalah 3,5 km dengan tingkat elevasi Pada masing-masing lokasi Pad.

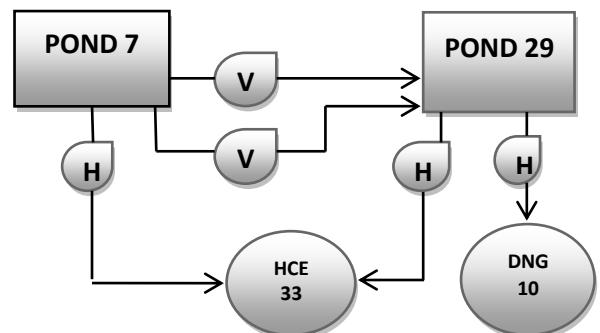


Gambar 2.1

Brine yang dialirkan melalui *northern brine injection system* merupakan hasil produksi dari sumur yang berada di Pad 7 dan Pad 29. Produksi *brine* dari sumur di Pad 7 adalah 500 gpm (114 m³/jam), sedangkan dari sumur di Pad 29 adalah 600 gpm (136 m³/jam), seperti ditunjukkan Pada Gambar 2.2. *Brine* tersebut diinjeksikan ke dalam sumur reinjeksi melalui beberapa jalur perpipaan. Dibutuhkan pompa untuk mengalirkan brine ke sumur injeksi. Ada 3 pompa yang digunakan dari pond 7 yang terdiri dari 2 tipe vertikal dan satu tipe horizontal. Sedangkan dari pond 29 terdapat 2 pompa tipe horizontal untuk mengalirkan brine ke sumur injeksi. Dari pond 7 sebagian brine dialirkan dulu ke pond 29 dan ada pula yang dialirkan langsung ke sumur injeksi seperti yang terlihat dalam gambar 2.3.



Gambar 2.2



Gambar 2.3

Dalam operasinya, dijumpai adanya proses *scaling* di dalam semua jalur perpipaan dari *northern brine injection system*. Proses *scaling* ini akan mengurangi kemampuan sistem dalam mengalirkan *brine* menuju ke sumur reinjeksi. Berdasarkan kajian yang telah dilakukan terhadap jalur perpipaan reinjeksi diketahui bahwa proses *scaling* membutuhkan suatu durasi waktu untuk mencapai ketebalan tertentu. Durasi waktu terbentuknya *scaling* dengan ketebalan tertentu tersebut dapat dilihat di dalam Tabel 2.1.

Tabel 2.1. Pertumbuhan scaling dalam pipa

Ketebalan Scaling dalam Pipa (cm)	Durasi Waktu Terbentuknya Scaling (hari)
0	0
0,635	17,5
1,27	35
1,905	52,5
2,54	70

III. BRINE MANAGEMENT SYSTEM YANG DIKEMBANGKAN

Untuk mengevaluasi permasalahan dan menetapkan alternatif solusi dalam mengembangkan brine management system ditetapkan beberapa asumsi untuk memudahkan kajian, seperti *scaling deposition rate* bersifat *linear* terhadap waktu, *scaling deposition rate* terbentuk merata pada permukaan dalam pipa, performansi *brine pump* sebaik kondisi *commissioning* dan produksi *brine* dari setiap *production well* tidak berubah.

Model system yang dikembangkan dapat dibagi dalam 3 alternatif solusi :

1. Kondisi sistem yang sudah ada (*as existing condition*) kita anggap sebagai Alternatif Solusi 1.
2. Penambahan Jalur *Spare* dan modifikasi sambungan pipa *existing* dari *welding joint* ke *clamp joint* sebagai Alternatif Solusi 2.
3. Penambahan *injection pump* yang dipasang secara seri untuk memperpanjang durasi waktu operasi atau memperpanjang antar waktu dari kegiatan *preventive maintenance* sebagai Alternatif Solusi 3.

Kelayakan Operasi

Alternatif Solusi 1 (Existing System)

Alternatif ini tidak memerlukan investasi awal. Pada jalur perpipaan ini perlu dilaksanakan pekerjaan *maintenance* untuk setiap 50 hari waktu operasi atau 1200 jam. Pekerjaan *maintenance* ini memakan waktu sekitar 170 hari. Akan tetapi, durasi waktu *maintenance* tersebut dapat diperpendek dengan cara menambah jumlah pekerja *maintenance*. Lebih lanjut, durasi waktu *maintenance* diperpendek menjadi 23 hari atau 223 jam sehingga dalam 1 tahun dapat direncanakan 5 kali periode pekerjaan *maintenance* dan akan memakan waktu 115 hari atau 2760 jam. Selama pekerjaan *maintenance* tersebut dilaksanakan, sistem akan mengalami *derating* (13 MW di Pad 7 dan 7 MW di Pad 29). Dengan demikian, masing-masing Pad (7 dan 29) akan beroperasi selama 250 hari atau 6000 jam (5 periode operasi) dalam 1 tahun.

Pada saat operasi, Pad 7 menggunakan 1 buah pompa horizontal *Deep Blue* untuk mengalirkan *brine* menuju ke sumur reinjeksi 33, sedangkan Pad 29 menggunakan 2 buah pompa horizontal *Deep Blue* untuk mengalirkan *brine* ke sumur reinjeksi HCE 33 dan DNG 10 dengan jalur perpipaan yang berbeda. Daya listrik yang dibutuhkan untuk pengoperasian dari masing-masing pompa tersebut adalah 135,6 kW. Dengan demikian, kebutuhan daya untuk pengoperasian pompa di Pad 7 adalah 135,6 kW, sedangkan di Pad 29 adalah 271,2 kW. Pada saat *maintenance*, pekerjaan yang dilakukan antara lain: pemotongan pipa, pembersihan *scaling* di dalam pipa, dan penyambungan pipa kembali dengan pengelasan. Proses pemotongan pipa, pembersihan dan pengelesaan meliputi 595 titik di jalur perpipaan dari Pad 7 menuju ke sumur reinjeksi 33. Sedangkan untuk jalur perpipaan dari Pad 29 ke sumur reinjeksi 33 dan jalur perpipaan dari Pad 29 ke sumur reinjeksi 10 masing-masing terdiri dari 340 titik.



Gambar 3.1 pekerjaan pembersihan pipa

Alternatif Solusi 2

Pembuatan jalur perpipaan *spare* Pada masing-masing jalur perpipaan reinjeksi *brine*, yaitu: jalur dari Pad 7 ke sumur reinjeksi 33, jalur dari Pad 29 ke sumur reinjeksi HCE 33 dan jalur dari Pad 29 ke sumur reinjeksi DNG 10. Pada alternatif solusi ini juga diusulkan adanya modifikasi Pada masing-masing jalur perpipaan,yaitu mengubah sambungan perpipaan dari *welding joint* menjadi *clamp joint*. Dengan demikian, akan dibutuhkan investasi awal untuk penerapan alternatif solusi tersebut dalam bentuk pengadaan material dan jasa.



Gambar 3.2 clamp joint

Pada Alternatif 2 ini dapat direncanakan periode operasi dan *maintenance* masing-masing 7,25 periode dalam 1 tahun. Durasi waktu *maintenance* dalam 1 periode memerlukan waktu 33 hari, tapi sistem hanya mengalami *derating* (13 MW di Pad 7 dan 7 MW di Pad 29) selama 8 jam sehingga dalam 1 tahun sistem mengalami *derating* selama 58 jam. Dengan demikian, masing-masing Pad (7 dan 29) akan beroperasi sekitar 8700 jam (7,25 periode operasi) dalam 1 tahun.

Pada saat operasi, Pad 7 menggunakan 1 buah pompa horizontal *Deep Blue* untuk mengalirkan *brine* menuju ke sumur reinjeksi 33,sedangkan Pad 29 menggunakan 2 buah pompa horisontal *Deep Blue* untuk mengalirkan *brine* ke sumur reinjeksi 33 dan 10 dengan jalur perpipaan yang berbeda. Daya listrik yang dibutuhkan untuk pengoperasian dari masing-masing pompa tersebut adalah 135,6 kW. Dengan demikian, kebutuhan daya untuk pengoperasian pompa di Pad 7 adalah 135,6 kW, sedangkan di Pad 29 adalah 271,2 kW.

Pada saat *maintenance*,pekerjaan yang dilakukan meliputi: pelepasan *clamp joint*, pembersihan *scaling* di dalam pipa, dan pemasangan kembali *clamp joint*. Pekerjaan tersebut dilakukan Pada 595 titik di jalur perpipaan dari Pad 7 menuju ke sumur reinjeksi 33. Sedangkan untuk jalur perpipaan dari Pad 29 ke sumur reinjeksi 33 dan jalur perpipaan dari Pad 29 ke sumur reinjeksi 10 masing-masing terdiri dari 340 titik.

Alternatif Solusi 3

Penambahan 1 pompa *booster* (dipasang secara seri) Pada masing-masing jalur perpipaan reinjeksi *brine* sehingga memerlukan investasi awal berupa 3 pompa horisontal *Deep Blue*. Pada alternatif solusi ini direncanakan periode operasi dan *maintenance* masing-masing 5 periode dalam 1 tahun. Durasi waktu operasi dalam 1 periode adalah 60 hari atau 1440 jam sedangkan durasi waktu *maintenance* dalam 1 periode adalah 13 hari atau 312 jam sehingga dalam 1 tahun akan memakan waktu 65 hari atau 1560 jam. Selama pekerjaan *maintenance* dilaksanakan, sistem akan mengalami *derating* (13 MW di Pad 7 dan 7 MW di Pad 29). Dengan demikian, masing-masing Pad (7 dan 29) akan beroperasi selama 300 hari atau 7200 jam (5 periode operasi) dalam 1 tahun.

Pada saat operasi, Pad 7 menggunakan 2 buah pompa horizontal *Deep Blue* untuk mengalirkan *brine* menuju ke sumur reinjeksi 33,sedangkan Pad 29 menggunakan 2 buah pompa horisontal *Deep Blue* untuk mengalirkan *brine* ke sumur reinjeksi 33, dan 2 buah pompa horisontal *Deep Blue* kesumur reinjeksi 10. Daya listrik yang dibutuhkan untuk pengoperasian dari masing-masing pompa tersebut adalah 135,6 kW. Dengan demikian, kebutuhan daya untuk pengoperasian pompa di Pad 7 adalah 271,2 kW, sedangkan di Pad 29 adalah 542,4 kW.

Pada saat *maintenance*,pekerjaan yang dilakukan antara lain: pemotongan pipa, pembersihan *scaling* di dalam pipa, dan penyambungan pipa kembali dengan pengelasan. Pekerjaan tersebut dilakukan Pada 595 titik di jalur perpipaan dari Pad 7 menuju ke sumur reinjeksi 33. Sedangkan untuk jalur perpipaan dari Pad 29 ke sumur reinjeksi

Berikut tabel analisa teknis dari 3 alternatif solusi.

Tabel 3.1 Analisa Teknis

Alt. Solusi	Hal-hal Khusus	Keunggulan	Kerugian	Nilai (1-5)	Jml
1	a. Konstruksi	Tersedia.	Menggunakan <i>welding joint</i> .	3	9
	b. Operasi	Terbukti dapat beroperasi.	<i>Derating</i> tinggi.	2	
	c. Maintenance	Pekerja <i>maintenance</i> telah terbiasa.	Item banyak, beban berat, butuh waktu banyak, dan jumlah pekerja lebih banyak.	3	
	d. Antisipasi Trouble	Tidak ada.	Susah diantisipasi.	1	
2	a. Konstruksi	Mudah dalam pemasangan (menggunakan <i>clamp joint</i>).	Memerlukan pekerjaan konstruksi.	3	17
	b. Operasi	Teoritis meningkatkan keandalan (<i>derating rendah</i>).	Tidak ada.	5	
	c. Maintenance	Mudah dilaksanakan.	Pekerja <i>maintenance</i> perlu penyesuaian.	4	
	d. Antisipasi Trouble	Lebih mudah.	Tidak ada.	5	
3	a. Konstruksi	Tersedia tapi perlu pemasangan pompa <i>booster</i> .	Menggunakan <i>welding joint</i> .	3	10
	b. Operasi	Teoritis meningkatkan keandalan.	<i>Derating</i> masih cukup tinggi.	3	
	c. Maintenance	Pekerja <i>maintenance</i> telah terbiasa.	Item banyak, beban berat, butuh waktu banyak, dan jumlah pekerja lebih banyak.	3	
	d. Antisipasi Trouble	Tidak ada.	Susah diantisipasi.	1	

Keterangan nilai: 1 = sangat kurang, 2 = kurang, 3 = cukup, 4 = baik, 5 = sangat baik

Berdasarkan Pada Kajian Kelayakan Operasional (tabel 2.2), berturut-turut alternatif solusi yang terbaik sebagai berikut: Alternatif 2, Alternatif 3, dan Alternatif 1.

derating, dan pendapatan kotor. Penilaian kelayakan finansial ditentukan oleh nilai NPV (*Net Present Value*) dan IRR (*Internal Rate of Return*).

Kelayakan Financial

Kajian Kelayakan Finansial akan dilakukan terhadap ketiganya yang mana meliputi: investasi, O&M cost,

a. Capital Investment

Tabel 3.2 Capital Investment

Alternatif	Deskripsi Investasi	Biaya Investasi (Rp.)	
		Sub Total	Total
1	Tidak ada.	0	0
2	Pengadaan material: Pipa, <i>fitting</i> , <i>clamp</i> , <i>flange</i> .	3.153.540.000	6.527.910.000
	Jasa: <i>Grooving</i> , <i>welding</i> , dan potong pipa.	3.374.370.000	
3	Pengadaan 3 pompa <i>booster</i> (pompa horisontal <i>Deep Blue</i>).		3.000.000.000

b. Cost

b.1.Operational

Tabel 3.3 *Operational cost*

Alternatif	Equipment	Lama Operasi	Biaya dalam 1 tahun (Rp.)
1	3 pompa horisontal <i>Deep Blue</i> (135,6 kW) dan 2 pompa vertikal (111,9 kW).	5 periode dalam 1 tahun. 1 periode = 50 hari = 1200 jam. 1 tahun = 6000 jam.	1.753.698.600 (Rp. 463,5/kWh x jumlah pompa x kW pompa x jam operasi)
2	3 pompa horisontal <i>Deep Blue</i> (135,6 kW) dan 2 pompa vertikal (111,9 kW).	7,25 periode dalam 1 tahun. 1 periode = 50 hari = 1200 jam. 1 tahun = 8700 jam.	2.542.862.970 (Rp. 463,5/kWh x jumlah pompa x kW pompa x jam operasi)
3	6 pompa horisontal <i>Deep Blue</i> (135,6 kW) dan 2 pompa vertikal (111,9 kW).	5 periode dalam 1 tahun. 1 periode = 60 hari = 1440 jam. 1 tahun = 7200 jam.	3.462.011.280 (Rp. 463,5/kWh x jumlah pompa x kW pompa x jam operasi)

b.2. Maintenance

Tabel 3.4 *Maintenance cost*

Alt.	Periode Maintenance	Deskripsi Maintenance	Biaya dalam 1 tahun (Rp.)	
			Sub Total	Total
1	5 periode dalam 1 tahun. 1 periode = 23 hari = 552 jam. 1 tahun = 2760 jam.	Pad 7 ke sumur reinjeksi 33: Pemotongan, pembersihan, dan pengelasan pipa 8" Pada 595 titik.	2.754.850.000 (5 periode x 595 titik x Rp. 926.000)	6.926.250.000
		Pad 29 ke sumur reinjeksi 33: Pemotongan, pembersihan, dan pengelasan pipa 8" Pada 340 titik.	1.574.200.000 (5 periode x 340 titik x Rp. 926.000)	
		Pad 29 ke sumur reinjeksi 10: Pemotongan, pembersihan, dan pengelasan pipa 8" Pada 340 titik.	1.574.200.000 (5 periode x 340 titik x Rp. 926.000)	
		2 jalur Pad 7 ke Pad 29: Pemotongan, pembersihan, dan pengelasan pipa 6" Pada 300 titik.	1.023.000.000 (5 periode x 300 titik x Rp. 682.000)	
2	7,25 periode dalam 1 tahun. 1 periode = 33 hari = 792 jam. 1 tahun = 5742 jam.	Pad 7 ke sumur reinjeksi 33: Pembersihan pipa 8" Pada 595 titik.	280.393.750 (7,25 periode x 595 titik x Rp. 65.000)	2.084.193.750
		Pad 29 ke sumur reinjeksi 33: Pembersihan pipa 8" Pada 340 titik.	160.225.000 (7,25 periode x 340 titik x Rp. 65.000)	
		Pad 29 ke sumur reinjeksi 10: Pembersihan pipa 8" Pada 340 titik.	160.225.000 (7,25 periode x 340 titik x Rp. 65.000)	
		2 jalur Pad 7 ke Pad 29: Pemotongan, pembersihan, dan pengelasan pipa 6" Pada 300 titik.	1.483.350.000 (7,25 periode x 300 titik x Rp. 682.000)	

3	5 periode dalam 1 tahun. 1 periode = 13 hari = 312 jam. 1 tahun = 1560jam.	Pad 7 ke sumur reinjeksi 33: Pemotongan, pembersihan, dan pengelasan pipa 8" Pada 595 titik.	2.754.850.000 (5 periode x 595 titik x Rp. 926.000)	6.926.250.000
		Pad 29 ke sumur reinjeksi 33: Pemotongan, pembersihan, dan pengelasan pipa 8" Pada 340 titik.	1.574.200.000 (5 periode x 340 titik x Rp. 926.000)	
		Pad 29 ke sumur reinjeksi 10: Pemotongan, pembersihan, dan pengelasan pipa 8" Pada 340 titik.	1.574.200.000 (5 periode x 340 titik x Rp. 926.000)	
		2 jalur Pad 7 ke Pad 29: Pemotongan, pembersihan, dan pengelasan pipa 6" Pada 300 titik.	1.023.000.000 (5 periode x 300 titik x Rp. 682.000)	

c. Derating

Tabel 3.5 Derating

Alt	Periode Derating	Derating	Biaya dalam 1 tahun (Rp.)	
			Sub Total	Total
1	5 periode dalam 1 tahun. 1 periode = 23 hari = 552 jam. 1 tahun = 2760 jam.	PAD 7 = 13 MW = 13.000 kW	16.630.380.000 (jam dalam 1 tahun x derating x Rp. 463,5/kWh)	25.585.200.000
		PAD 29= 7 MW = 7.000 kW	8.954.820.000 (jam dalam 1 tahun x derating x Rp. 463,5/kWh)	
2	7,25 periode dalam 1 tahun. 1 periode = 8 jam. 1 tahun = 58 jam.	PAD 7 = 13 MW = 13.000 kW	349.479.000 (jam dalam 1 tahun x derating x Rp. 463,5/kWh)	537.660.000
		PAD 29= 7 MW = 7.000 kW	188.181.000 (jam dalam 1 tahun x derating x Rp. 463,5/kWh)	
3	5 periode dalam 1 tahun. 1 periode = 13 hari = 312 jam. 1 tahun = 1560 jam.	PAD 7 = 13 MW = 13.000 kW	9.399.780.000 (jam dalam 1 tahun x derating x Rp. 463,5/kWh)	14.461.200.000
		PAD 29= 7 MW = 7.000 kW	5.061.420.000 (jam dalam 1 tahun x derating x Rp. 463,5/kWh)	

d. Pendapatan Kotor

Tabel 3.6 Pendapatan Kotor

Alternatif	Durasi Produksi	Produksi	Biaya dalam 1 tahun (Rp.)	
			Sub Total	Total
1,2 dan 3	1 tahun = 8760 jam.	Pad 7 = 13 MW = 13.000 kW	52.783.380.000(jam dalam 1 tahun x produksix Rp. 463,5/kWh)	81.205.200.000
		Pad 29= 7 MW = 7.000 kW	28.421.820.000 (jam dalam 1 tahun x produksix Rp. 463,5/kWh)	

Keterangan: Harga listrik = 5.15¢/kWh = Rp. 463,5/kWh, Kurs \$1 = Rp. 9.000

Asumsi yang digunakan dalam Kajian Kelayakan Finansial ini adalah:

- Umur Ekonomis dan Umur Proyek dianggap sama, yaitu selama 20 tahun.
- Tidak ada ketidakpastian.
- Kapasitas produksi masing-masing PAD tetap setiap tahun.
- *Derating* tetap setiap tahun.
- *Discount Rate* 10%
- Tidak ada kenaikan tarif listrik tiap tahun.

- *Maintenance cost* mengikuti *Discount Rate* 10%.

Analisa dengan menggunakan *cash flow* dan *incremental cash flow*.

Tabel 3.7 Tabel *cash flow*

Uraian	Alternatif Solusi 1	Alternatif Solusi 2	Alternatif Solusi 3
NPV (Rp.)	290.971.846.796	560.825.119.073	361.118.402.983
IRR	-	1161%	1854%
PBP (tahun)	0	0,086084	0,053896

Tabel 3.8 *Incremental analysis*

Uraian	Selisih Alternatif Solusi 2 dan 1(Rp.)	Selisih Alternatif Solusi 3 dan 1(Rp.)
ΔNPV (Rp.)	269.853.272.278	70.146.556.187
ΔIRR	455%	314%

Tabel 3.7 menunjukkan *cash flow* dari masing-masing alternatif solusi. Dari Tabel 3.7 dapat diungkapkan bahwa NPV masing-masing alternatif solusi bernilai positif, IRR lebih besar dari *Discounted Rate*, dan PBP kurang dari umur proyek. Jadi dapat dikatakan bahwa ketiga alternatif solusi yang ditawarkan layak untuk dipertimbangkan. Dalam Tabel 3.7 juga terlihat bahwa nilai IRR masing-masing alternatif solusi terhitung sangat besar. Hal ini dikarenakan perbandingan antara pemasukan tahunan dengan investasi yang dikeluarkan jauh berbeda. Lebih lanjut dapat dikatakan bahwa Alternatif Solusi 2 dan Alternatif Solusi 3 lebih menarik dan layak dipertimbangkan jika dibandingkan dengan Alternatif Solusi 1. Membandingkan Alternatif Solusi 2 dan Alternatif Solusi 3 berdasarkan Pada nilai NPV maka Alternatif Solusi 2 lebih menarik dibanding Alternatif Solusi 3. Akan tetapi, jika ditinjau dari nilai IRR maka Alternatif Solusi 3 lebih menarik dibanding Alternatif Solusi 2. Oleh karena itu, untuk menentukan alternatif solusi mana yang lebih tepat menjadi pilihan maka perlu dilakukan analisis lebih lanjut dengan menggunakan *incremental analysis*.

Tabel 3.8 menunjukkan *incremental analysis* dari Alternatif Solusi 2 dan Alternatif Solusi 3. Berdasarkan Tabel 3.8 terlihat bahwa nilai ΔNPV dari Alternatif

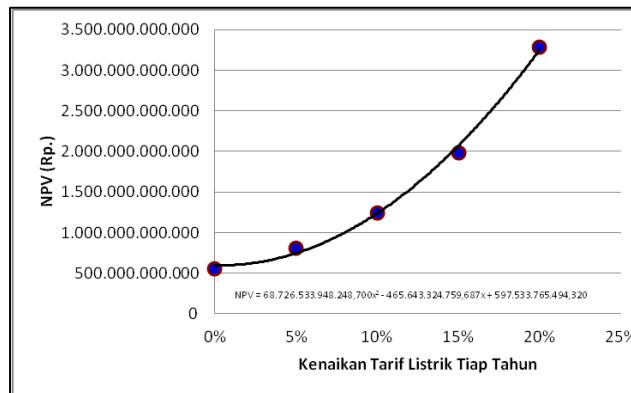
Solusi 2 dengan Alternatif Solusi 1 dan ΔNPV dari Alternatif Solusi 3 dengan Alternatif Solusi 1 bernilai positif, sedangkan ΔIRR dari Alternatif Solusi 2 dengan Alternatif Solusi 1 dan ΔIRR dari Alternatif Solusi 3 dengan Alternatif Solusi 1 lebih besar dari *Discounted Rate*. Hal ini mempertegas penjelasan yang diungkapkan sebelumnya bahwa Alternatif Solusi 2 dan Alternatif Solusi 3 lebih menarik dan layak dibandingkan dengan Alternatif Solusi 1. Selanjutnya, dari Tabel 3.8 juga dapat dilihat bahwa ΔNPV dari Alternatif Solusi 2 dengan Alternatif Solusi 1 lebih besar dari ΔNPV dari Alternatif Solusi 3 dengan Alternatif Solusi 1. Lebih dari itu, ΔIRR dari Alternatif Solusi 2 dengan Alternatif Solusi 1 juga lebih besar jika dibandingkan dengan ΔIRR dari Alternatif Solusi 3 dengan Alternatif Solusi 1. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa Alternatif Solusi 2 lebih menarik dan layak secara ekonomi dibandingkan dengan Alternatif Solusi 3.

Berdasarkan Pada Tabel 3.7 dan Tabel 3.8 maka Alternatif Solusi 2 menjadi pilihan.

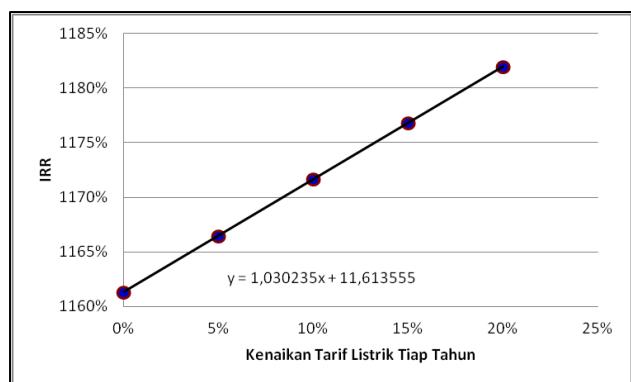
Analisis Sensitivitas

Untuk mengetahui respon berbagai variabel finansial dari suatu proyek maka perlu dilakukan uji sensitivitas terhadap perubahan dari berbagai variabel. Pada kajian ini telah ditentukan bahwa Alternatif Solusi 2 merupakan

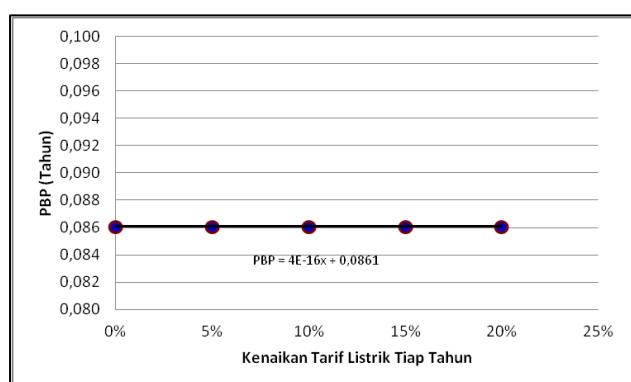
alternatif solusi yang menjadi pilihan. Selanjutnya, Pada alternatif solusi tersebut dilakukan uji sensitivitas hanya terhadap perubahan variabel yang berupa kenaikan tarif listrik. Kisaran kenaikan tarif listrik yang diujikan adalah 5%, 10%, 15%, 20%.



Gambar 3.3 Sensitivitas kenaikan tarif listrik thd NPV



Gambar 3.4 Sensitivitas kenaikan tarif listrik thd IRR



Gambar 3.5 Sensitivitas kenaikan tarif listrik thd PBP

Secara umum, berdasarkan Gambar 3.2 hingga 3.4 dapat dilihat bahwa Alternatif Solusi 2 tetap layak walaupun terjadi kenaikan tarif listrik. Hal ini ditunjukkan oleh gradien dari masing-masing kurva yang bernilai positif. Secara khusus dapat dicermati Pada Gambar 3.3 bahwa

gradien Pada kurva NPV selalu mengalami peningkatan seiring dengan kenaikan tarif listrik. Hal ini dapat dikatakan bahwa Alternatif Solusi 2 memiliki tingkat kelayakan yang terus meningkat seiring dengan kenaikan tarif listrik.

IV. KESIMPULAN DAN SARAN

Dari evaluasi kajian kelayakan dan finansial yang dilakukan terhadap Brine Management System yang dikembangkan, dapat disimpulkan sbb:

1. Berdasarkan Kajian Kelayakan Operasi dan Kajian Kelayakan Finansial maka Alternatif Solusi 1, Alternatif Solusi 2, dan Alternatif Solusi 3 layak untuk dipertimbangkan. Akan tetapi, Alternatif Solusi 2 paling layak untuk dipilih.
2. Dari uji sensitivitas yang dilakukan Pada Alternatif Solusi 2 terhadap kenaikan tarif listrik menunjukkan bahwa Alternatif Solusi 2 memiliki tingkat kelayakan yang terus meningkat seiring dengan kenaikan tarif listrik.

REFERENCES

GeothermEx, *Dieng Geothermal Project Report #1*, New York, 1998

Tim Pelaksana Proyek LKTF UGM, Laporan Akhir Brine Management System, 2012

Tim Engineering PT Geo Dipa Energi Unit Dieng, Kajian Investasi Northern Injection System, 2013