

# Perusahaan Gas Negara Tbk (PGAS IJ)

## Volume Distribusi Berpotensi Turun di Tahun Ini

Kinerja pendapatan PGAS di 1Q20 stagnan dengan penurunan laba bersih turun 26,6% YoY akibat kerugian forex sebesar USD63 juta. Kami masih memperkirakan akan ada penurunan volume distribusi sekitar 8-10% MoM di periode Mei-Juni akibat kondisi pandemic Covid-19. PGAS berpotensi mengalami penurunan margin di 2020 namun kami memperkirakan volume distribusi akan naik di 2021 sekitar 4%-6% yang akan menjadi penopang kinerja. Kami memulai untuk BUY dengan target harga di Rp1.400.

### Kinerja Pendapatan yang Stagnan

Pada 1Q20, kinerja pendapatan PGAS cenderung stagnan yaitu sebesar USD874 juta (-0,3% YoY). Kinerja ditopang oleh kenaikan pendapatan dari distribusi gas (+2,4% YoY) dan transmisi gas (+13,3% YoY) yang mengimbangi penurunan *upstream* migas (-18,1% YoY). Volume distribusi gas bulan Maret turun akibat kondisi pandemi sehingga volume tercatat dibawah 900 BBTUD tetapi ASP gas tetap naik. Kerugian forex sebesar USD63 juta membuat laba bersih menjadi USD48 juta (-26,6% YoY). Pendapatan dan laba bersih di 1Q20 sudah mencapai 28% dan 48% dari target kami di 2020F.

### Pandemi Menghambat Distribusi Gas

Kondisi pandemi selama periode Februari-April berdampak pada penurunan volume distribusi PGAS. Tercatat volume April sebesar 804 BBTUD (sudah termasuk Pertagas). Kami memperkirakan akan ada penurunan kembali untuk periode Mei dan Juni sekitar 8-10% MoM yang mempertimbangkan aktivitas bisnis yang masih menurun dibandingkan tahun lalu ditambah terhambatnya proses ekspansi seperti pembangunan infrastruktur pipa.

### Dampak dari Regulasi Terbaru

Berdasarkan Kepmen No. 83 K tahun 2020, Pemerintah menetapkan harga gas bumi untuk industri di kisaran USD6/MMBTU yang akan diterapkan PGAS melalui LoA. Kami melihat dampak dari regulasi tersebut akan memperkecil margin PGAS namun kami tetap optimis volume distribusi tetap akan naik secara signifikan sekitar 4%-6% di 2021.

### Memulai untuk BUY dengan Target Harga di Rp1.400

Kami memulai untuk BUY dengan target harga gabungan di Rp1.400 yang mempertimbangkan; 1) potensi bisnis jaringan gas masih akan menjadi salah satu prioritas Pemerintah; 2) efisiensi internal dengan memangkas opex sekitar 15-35% dan penundaan Saka Energi untuk melakukan eksplorasi; 3) inovasi portofolio bisnis pada industri petrokimia. Target harga gabungan berdasarkan valuasi DCF dengan WACC sebesar 5,5% dan valuasi forward P/E sebesar 23,2x (rata-rata historis 5 tahun).

### Perusahaan Gas Negara Tbk | Summary

	2019A	2020F	2021F	2022F
Revenue (USD mn)	3,849	3,090	3,439	3,620
Growth (%)	-0.6	-19.7	11.3	5.3
EBITDA (USD mn)	1,040	1,191	1,485	1,704
Net Profit (USD mn)	68	97	134	154
EPS (IDR)	39	59	80	90
Growth (%)	-80.1	50.1	35.7	12.3
P/E (x)	55.0	29.1	21.4	19.1
P/BV (x)	1.2	0.9	0.9	0.8
EV/EBITDA (x)	6.7	5.0	4.2	3.7
ROE (%)	2.1	3.0	4.0	4.4
DER (%)	128.0	140.5	160.5	155.0
Net Debt (USD mn)	1,710	1,880	2,044	2,103

Source: Company Data, Bloomberg, NHKSI Research

Please consider the rating criteria & important disclaimer

Initiation Report | Jul 16, 2020

## Buy

Target Price (IDR)	1,400
Consensus Price (IDR)	1,112
TP to Consensus Price (%)	+25.9
vs. Last Price (%)	+21.2

### Shares Data

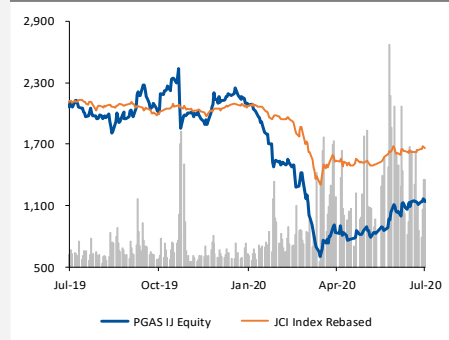
Last Price (IDR)	1,155
Price Date as of	Jul 15, 2020
52 wk Range (Hi/Lo)	2,460/605
Free Float (%)	43.0
Outstanding Shares (mn)	24,242
Market Cap (IDR bn)	27,514
Market Cap (USD mn)	1,903
Avg. Trd Vol - 3M (mn)	187.9
Avg. Trd Val - 3M (bn)	185.6
Foreign Ownership (%)	14.7

### Utilities

#### Energy

Bloomberg	PGAS IJ
Reuters	PGAS.IK

### Share Price Performance



	YTD	1M	3M	12M
Abs. Ret.	-47.5%	9.1%	35.9%	-46.5%
Rel. Ret.	-27.0%	6.9%	27.7%	-24.9%



Meilki Darmawan

+6221 5088 9128, meilki.darmawan@nhsec.co.id

## Industry Overview

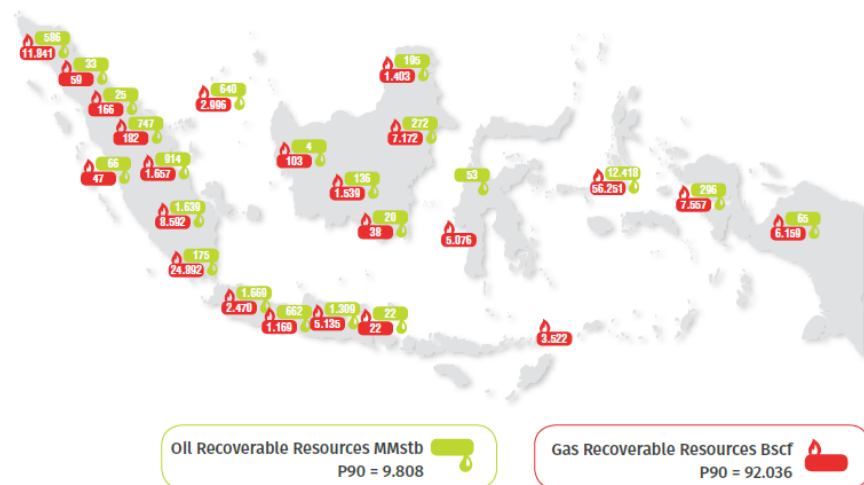
**Cadangan gas & asosiasi gas di 2018 mencapai 50 triliun TCF dengan sumber daya mencapai 92.036 BSCF**

### Cadangan Minyak & Gas yang Besar

Per 2018, Indonesia memiliki cadangan minyak & kondensat sebesar 2,5 miliar BSTB dan cadangan gas & asosiasi gas sebesar 50 triliun TCF. Data tersebut juga didukung oleh studi geologi dan geofisika terbaru bahwa Indonesia memiliki sumberdaya minyak bumi sebesar 9.808 MMTSB dan gas bumi sebesar 92.036 BSCF. Adapun Reserves Replacemen Ratio (RRR) untuk migas di Indonesia tahun 2019 mencapai 353,7% dengan penambahan jumlah cadangan sebesar 2.634 juta barel.

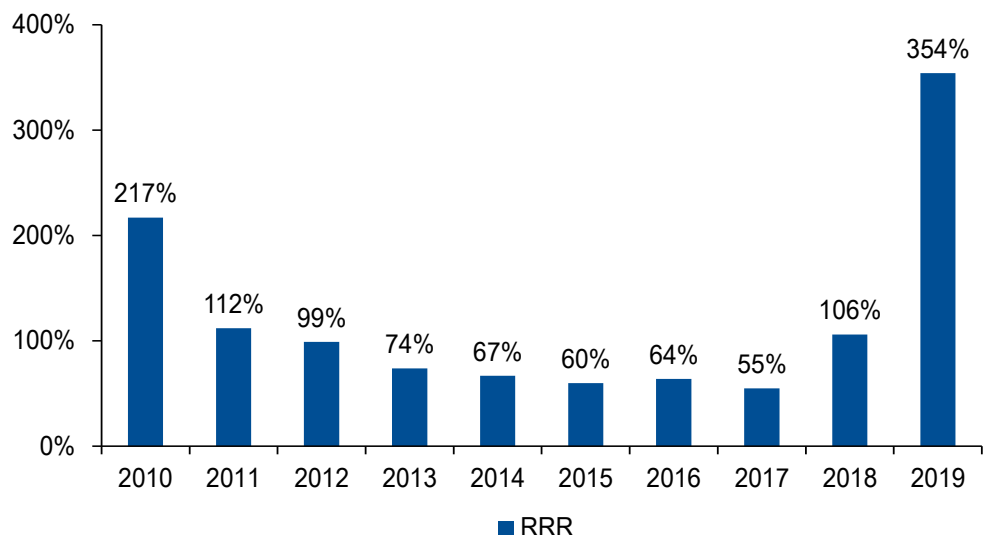
Jika melihat kinerja RRR Indonesia pada 2019 merupakan kinerja RRR yang paling tinggi dalam waktu satu decade terakhir. Data RRR pada periode 2013-2017 berada pada besaran 55%-74% lalu kinerja kenaikan di 2019 telah mencapai 354%, hal tersebut bahwa sumber daya migas nasional masih besar dan kami perkirakan akan banyak memberikan sumbangan pendapatan untuk Indonesia dalam beberapa tahun kedepan. Jumlah cadangan yang besar tersebut didukung dengan peningkatan investasi di sektor hulu migas mencapai USD12,2 miliar atau peningkatan 11% dari realisasi di 2018

**Figure 1: Indonesia's Oil & Gas Resources and Reserves Map**



Source: Special Task Force for Upstream Oil & Gas Business

**Figure 2: Indonesia's Reserves Replacement Ratio**



Source: Special Task Force for Upstream Oil & Gas Business, NHKSI Research

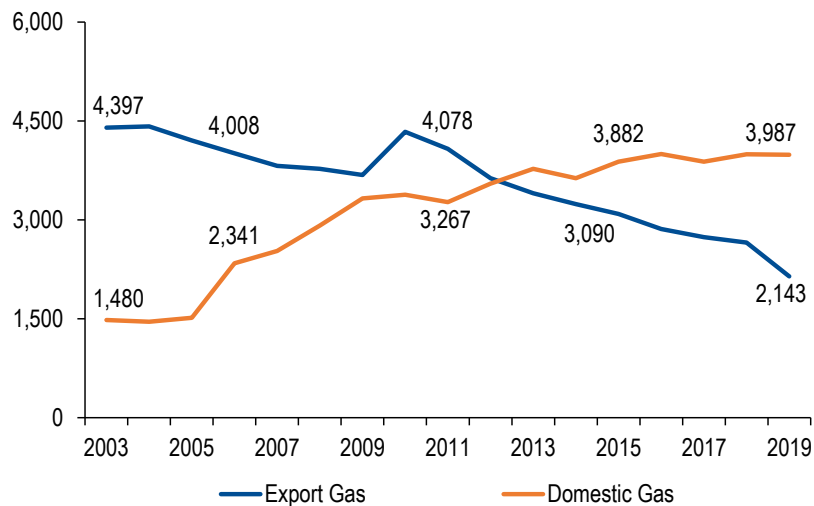
**Konsumsi gas di Indonesia diserap oleh sektor industri, listrik dan pabrik pupuk**

**Alokasi Gas Domestik Terus Meningkat**

Pada periode 2013-2019, pasokan gas untuk kebutuhan masyarakat Indonesia terus mengalami peningkatan. Konsumsi gas di 2019 sebesar 65% dari total pasokan nasional yang mencapai sekitar 3.987 BBTUD ditambah volume ekspor sebesar 2.143 BBTUD. Alokasi terbesar untuk konsumsi gas domestik disumbang oleh sektor industri, sektor kelistrikan, dan sektor pabrik pupuk dengan total alokasi untuk ketiganya mencapai 94,3%.

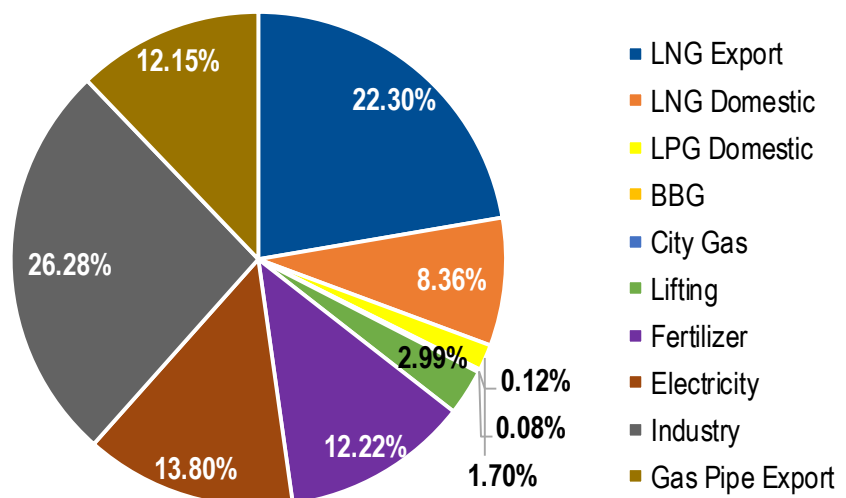
Saat ini pemerintah akan terus melakukan monetisasi gas bumi melalui optimasi melalui infrastruktur pipa gas yang sebagian besar digarap oleh PT Perusahaan Negara Tbk (PGAS) ditambah model penyaluran mini LNG dan CNG untuk dapat sampai pada *end user*. Adapun, *lifting* gas LNG di 2019 berhasil mencapai 701,9 triliun BTU dan konsumsinya terus mengalami kenaikan setiap tahun. LNG mayoritas banyak dikonsumsi oleh sektor kelistrikan dengan total alokasi sebesar 95% dan sisanya untuk keperluan industri manufaktur dan lain-lain.

**Figure 3: National Gas Allocation**



Source: Special Task Force for Upstream Oil & Gas Business, NHKSI Research

**Figure 4: Composition of Gas Consumption**



Source: Special Task Force for Upstream Oil & Gas Business, NHKSI Research

## Company Overview

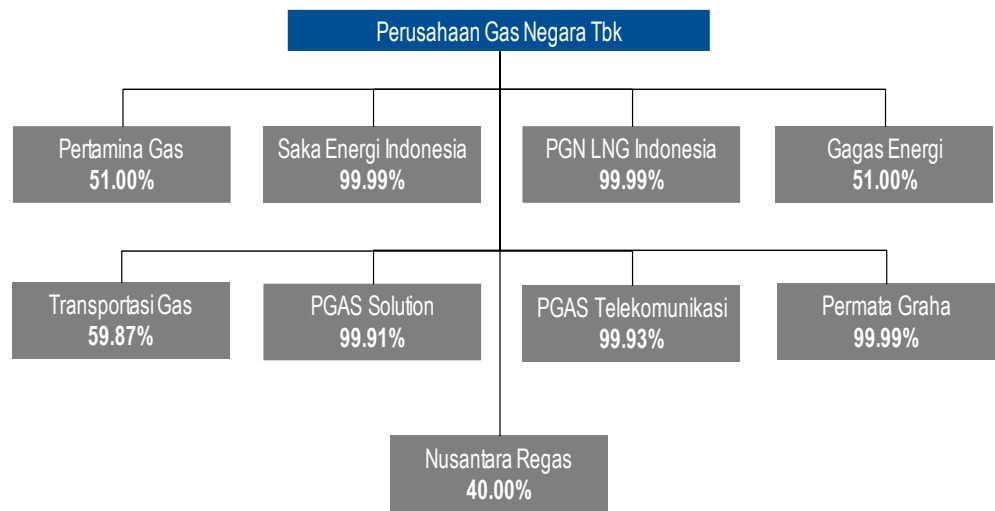
**PGAS sudah mengelola 96% dari infrastruktur hilir gas bumi yang ada di Indonesia saat ini**

### Perusahaan Pengelola Infrastruktur Gas Bumi di Indonesia

PT Perusahaan Gas Negara Tbk (PGAS) sebagai Subholding Gas, mengintegrasikan infrastruktur gas bumi di Indonesia dan mengupayakan peningkatan akses energi di area Indonesia dengan penggunaan moda infrastruktur pipa maupun non pipa. Saat ini, PGAS telah beroperasi di 66 kabupaten/kota, di 17 provinsi di Indonesia dan terus melakukan ekspansi. Segmen pengguna *end user* gas bumi yang menerima layanan energi baik gas bumi PGN mulai dari rumah tangga, transportasi (SPBG), pelanggan kecil, komersial, industri dan pembangkit listrik.

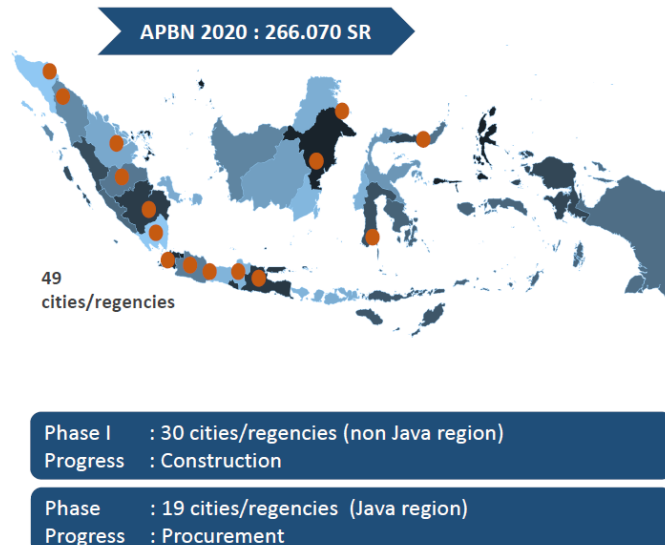
Portofolio pengelolaan infrastruktur hilir gas bumi PGAS hingga 2019 mencakup 96% dari infrastruktur hilir gas bumi yang sudah terbangun dan beroperasi. Adapun untuk pengelolaan jaringan gas bumi rumah tangga dan pelanggan kecil sesuai penugasan Pemerintah dan Program Sayang Ibu mencakup 49 Kabupaten/Kota di seluruh Indonesia dengan panjang pipa jargas yang dikelola sekitar 3.000 Km.

**Figure 5: Business Structure**



Source: Company Data, NHKSI Research

**Figure 6: City Gas Project**



Source: Company Data

**SEI dan Pertagas menjadi entitas anak yang vital bagi keseluruhan bisnis PGAS**

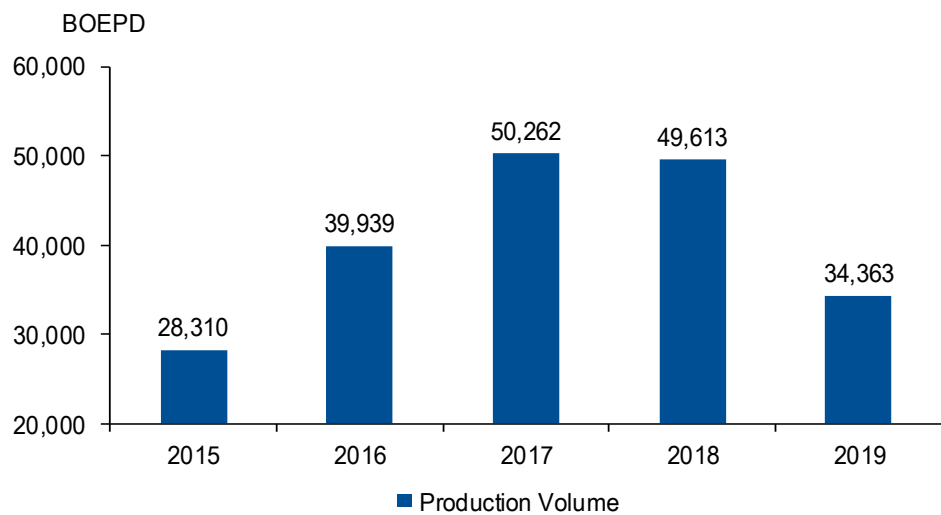
**Saka Energi Indonesia**

Pada 2019, Saka Energi Indonesia (SEI) menghasilkan total lifting 10.32 MMBOE dengan volume masing-masing komoditas yaitu minyak sebesar 4,82 BPD, gas sebesar 84 BBTUD, LPG sebanyak 68 MTPD dan LNG sebesar 48 BBTUD. Jika dibandingkan dengan 2019, total lifting yang dihasilkan mengalami penurunan sebesar 38% dikarenakan berakhirnya kepemilikan SEI pada blok South East Sumatera dan blok sanga-sanga pada tahun 2018.

**Pertamina Gas**

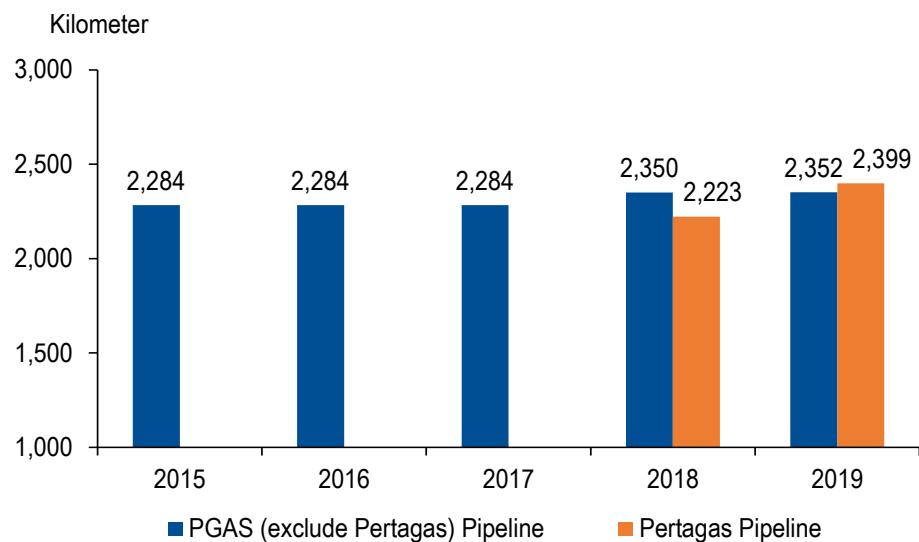
Wilayah kerja Pertamina Gas (Pertagas) terbagi dalam 6 wilayah operasional, dengan 5 daerah operasi menangani jaringan pipa gas bumi, dan 1 daerah operasi menangani jaringan pipa minyak. Untuk transportasi gas, Pertagas berhasil menyalurkan gas bumi pada tahun 2019 sebesar 519.483 MMSCF, realisasi ini naik 1,41% YoY. Realisasi volume niaga gas bumi pada tahun 2019 mencapai 45.266 BBTU atau turun 3% YoY akibat berkurangnya alokasi gas bumi dari KEIL untuk daerah Jawa Timur.

**Figure 7: SEI Volume Production**



Source: Company Data, NHKSI Research

**Figure 8: Length of Pertagas Pipeline**



Source: Company Data, NHKSI Research

## Performance & Outlook

**Volume distribusi 2Q20 masih akan menurun akibat konsumsi sektor industri yang rendah**

### Segmen Distribusi dan Penjualan Gas

Segmen distribusi dan penjualan gas bumi ke *end user* untuk pelanggan komersial dan industri manufaktur, pembangkit listrik, UMKM, dan rumah tangga menggunakan berbagai mode, jaringan pipa dan non-pipa. Segmen bisnis ini dikelola oleh PGAS secara langsung dan entitas anak yaitu Gagas Energi Indonesia (GEI). Wilayah distribusi PGAS dan operasi bisnis tersebar di beberapa kota/kabupaten di Indonesia dan diklasifikasikan ke dalam tiga Distribusi Regional (RD).

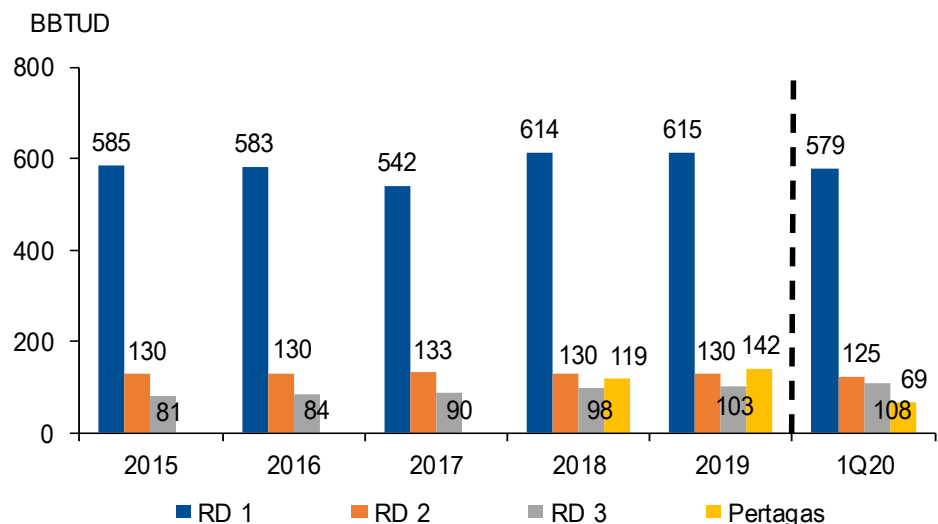
Pada 1Q20, Volume distribusi konsolidasi relatif stabil secara tahunan meskipun konsumsi sedikit lebih rendah dari pelanggan non-listrik. Dampak Covid-19 mulai terlihat pada periode Januari-Maret. Kami masih akan memperkirakan dampak pandemi ini masih akan terjadi pada kinerja 2Q20 yang berpotensi mencatatkan penurunan. Estimasi tersebut dengan mempertimbangkan; 1) konsumsi yang rendah dari sektor industri; 2) terhambatnya proses distribusi disaat pengguna mengalami kenaikan.

**Figure 9: Distribution Volume**



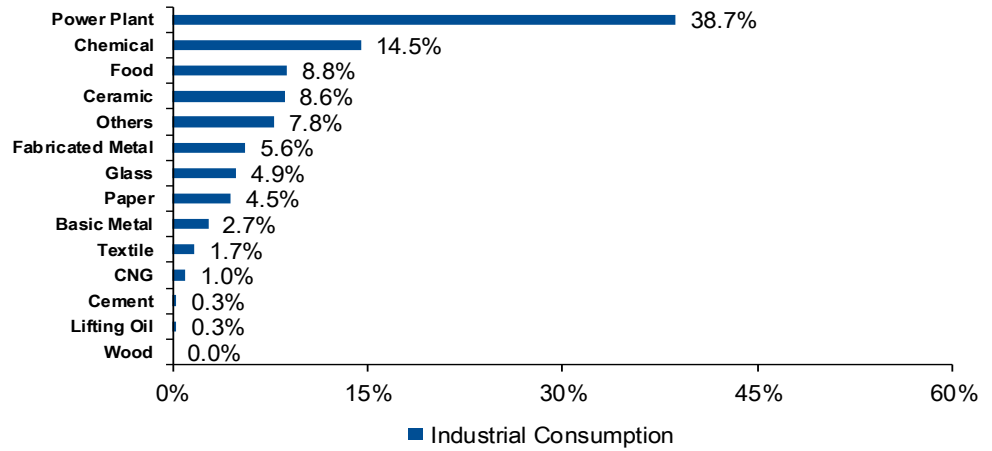
Source: Company Data, NHKSI Research

**Figure 10: Distribution Volume Per Regional**



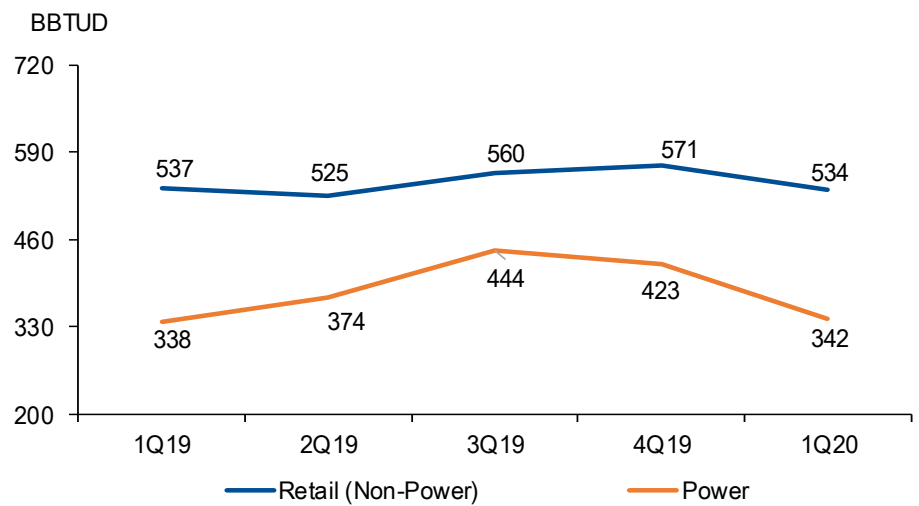
Source: Company Data, NKHSI Research

Figure 11: Industrial Consumption to Total Sales Volume



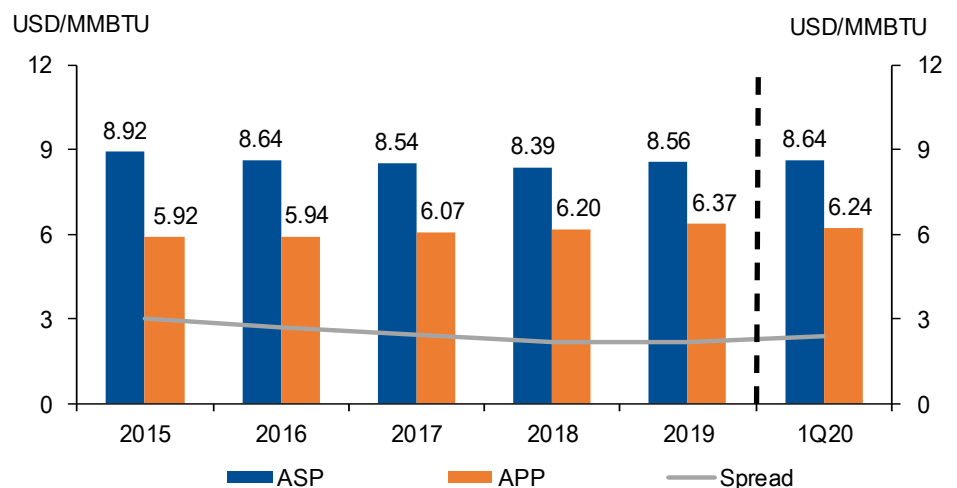
Source: Company Data, NHKSI Research

Figure 12: Trend of Industrial Consumption



Source: Company Data, NHKSI Research

Figure 13: Segment Pricing



Source: Company Data, NHKSI Research

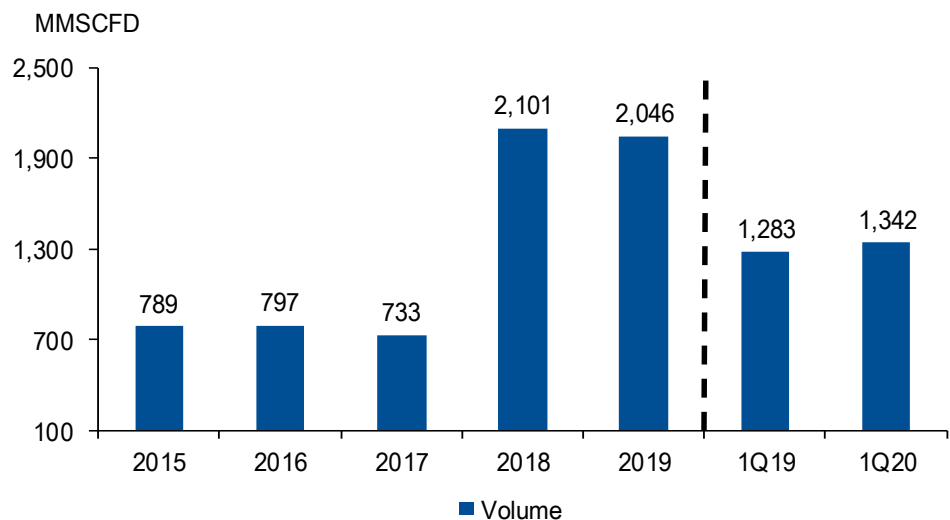
**Pada 1Q20, Pertagas berhasil mencatatkan kenaikan volume transmisi sebesar 8% YoY**

**Segmen Transmisi Gas**

Segmen Transmisi Gas, PGAS menyalurkan produk gas melalui infrastruktur pipa transmisi kepada *end user* dengan bantuan hitungan biaya berdasarkan peraturan bisnis *downstream* minyak dan kesepakatan dengan BPH Migas. Harga dipengaruhi oleh kesepakatan biaya saluran dan PGAS memfasilitasi beberapa *supplier* untuk melakukan proses penyaluran gas bumi. Adapun target saluran transmisi gas alam yang dimiliki PGAS mayoritas digunakan untuk keperluan kelistrikan.

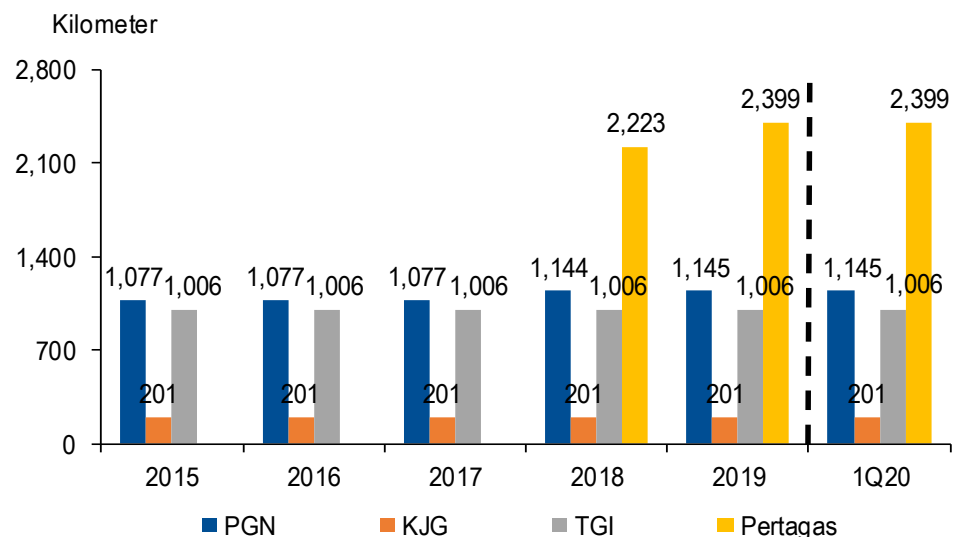
Hingga 1Q20, PGAS memiliki panjang pipa transmisi sebesar 4.751 Km yang sudah termasuk 2.399 Km yang dioperasikan Pertagas. Disamping itu, ada Transgasindo (TGI) yang mengoperasikan pipa sebesar 1.066 Km dan Kalimantan Jawa Gas (KJG) sebesar 201 Km. Performa bisnis transmisi gas yang dioperasikan Pertagas menjadi penyumbang volume terbesar bagi PGAS yaitu sebesar 1.334 MMSCFD atau naik 8% YoY. Untuk 2020, kami memperkirakan masih akan terjadi penurunan volume transmisi secara tahunan, mempertimbangkan; 1) efek dari tidak adanya kontribusi dari Blok Muriah di 1Q20 sehingga akan berdampak pada performa PGAS; 2) kondisi pandemi pada 1H20.

**Figure 14: Transmission Volume**



Source: Company Data, NHKSI Research

**Figure 15: Length of Transmission Pipeline**



Source: Company Data



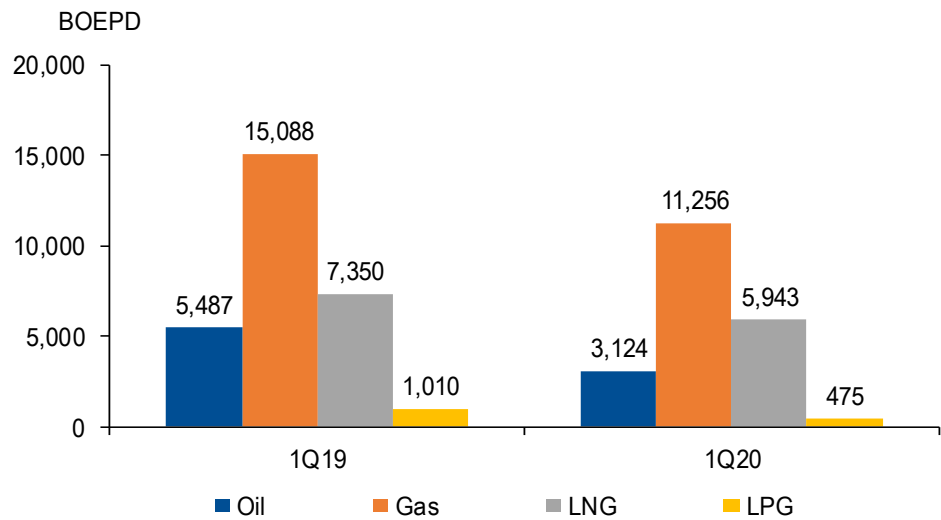
Segmen *upstream* masih akan tertekan di 2020 setelah penundaan ekspansi SEI di tahun ini

**Segmen Upstream**

SEI menjadi entitas anak PGAS yang mengontrol dan mengoperasikan segmen *upstream* dan setelah PGAS masuk menjadi grup Pertamina memudahkan SEI untuk berpartisipasi pada PSC migas di Indonesia. Saat ini SEI berpartisipasi pada 12 PSC dengan PSC yang bertugas produksi berada di Muara Bakau, Fasken, Muriah, Pangkah, Bangkanai, dan Ketapang. Dari asset ke-12 PSC tersebut, SEI bisa menghasilkan total *lifting* untuk minyak, gas, LNG, dan LPG sebanyak 28.294 BOEPD di 2019.

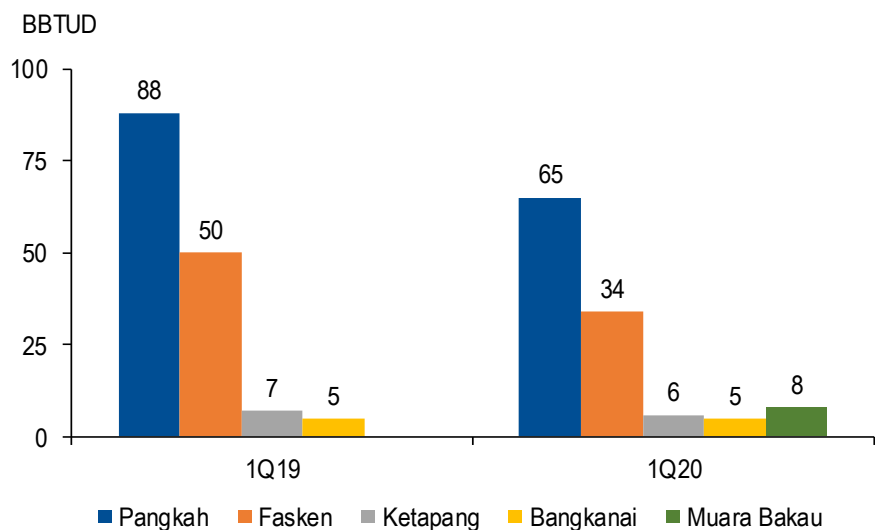
Pada 1Q20, SEI mengalami penurunan jumlah *lifting* menjadi 20.798 BOEPD atau turun 28% YoY akibat harga minyak dunia yang menurun ditambah kondisi pandemic sehingga berdampak pada aktivitas produksi yang lebih rendah. Untuk 2020, kami masih akan melihat segmen *upstream* akan menghasilkan total *lifting* yang lebih rendah sekitar 23.000 BOEPD-24.000 BOEPD. Estimasi kami tersebut mempertimbangkan; 1) kepastian tidak adanya ekspansi untuk SEI di 2020; 2) harga rata-rata minyak dunia acuan WTI berada di rentang USD30/barel-USD40/barel.

**Figure 16: Oil & Gas Lifting**



Source: Company Data, NHKSI Research

**Figure 17: Gas Production by Location**



Source: Company Data, NHKSI Research

**Proyek terminal LNG di Teluk Lamong bisa menambah pasokan gas PGAS hingga 30 BBTUD**

**Proyek Potensial**

PGAS memiliki proyek potensial yaitu pembuatan terminal LNG di Teluk Lamong, Jawa Timur yang diestimasikan bisa beroperasi bertahap mulai dari tahun 2020. Proyek terminal LNG ini diperkirakan memakan biaya investasi sebesar USD20 juta dan diharapkan bisa menambah pasokan gas PGAS sebanyak 30 BBTUD di Jawa Timur dan sekitar 10 BBTUD untuk LNG retail. Pembangunan terminal LNG akan dilakukan pada tiga fase.

Fase 1 merupakan pembuatan Floating Storage Unit (FSU), Onshore Receiving Facility (ORF), dan pipa cryogenic berserta pipa distribusi gas. Fase 2 akan mengerjakan pembangunan stasiun pengisian LNG. Fase 3 adalah tahap akhir dimana LNG *shorage tank* (kondisi *offshore*) dibangun. Hingga 1Q20 untuk fase 1 dan fase 2 sudah mencapai 91% proses pengerjaan dan fase 3 masih dilakukan kajian studi untuk proses pengerjaan proyek.

**Figure 18: LNG Infrastructure in Teluk Lamong**



Source: Company Data

## Valuation & Recommendation

### Memulai untuk BUY dengan Target Harga Rp1.400

Kami merekomendasikan BUY dengan target harga gabungan di Rp1.400 berdasarkan metodologi valuasi DCF dan metologi forward P/E dengan porsi 55% untuk DCF terkait nilai perusahaan dan 45% untuk forward P/E sebesar 23,3x. Untuk DCF, kami menggunakan WACC sebesar 5,5% dengan *constant growth* sebesar 4% sehingga menghasilkan *terminal value* sebesar USD30.095 juta. Adapun untuk forward P/E, menggunakan P/E dengan periode rata-rata historis 5 tahun

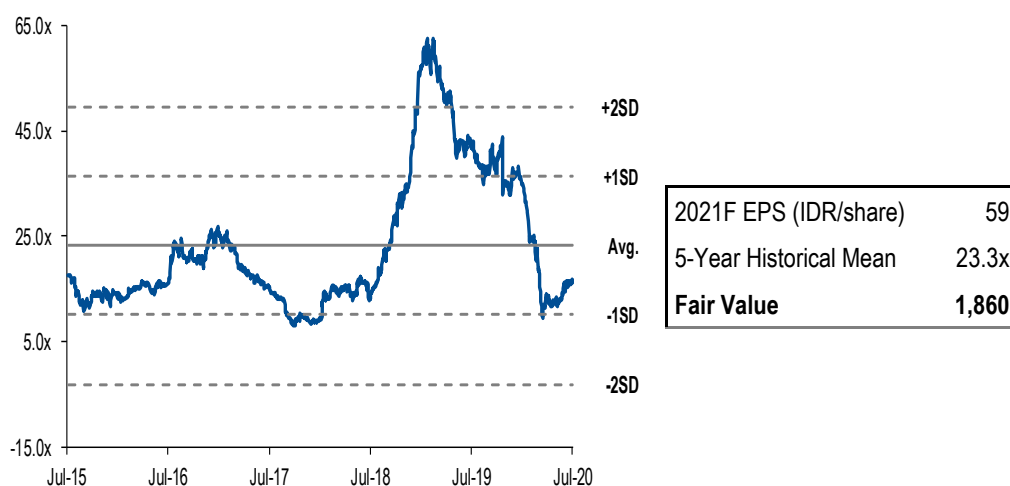
**Table 1: DCF Valuation**

Assumptions	2019	PV of Terminal Value	24,299
Beta	1.91	EV	26,513
Risk Market Premium	3.0%	LT Employee Benefits	148
Risk Free Rate	4.2%	Non-Controlling Interest	673
Cost of Equity	9.9%	<b>Fair Value</b>	<b>1,060</b>
Cost of Debt	0.2%		
Tax Rate	22%		
Weight of Equity	54%		
Weight of Debt	46%		
WACC	5.5%		

DCF (USD mn)	2019	2020	2021	2022	2023
EBIT (1-Tax)	518	539	561	583	606
Depreciation	458	807	1,022	1,175	1,234
Δ NWC	-216	-198	-433	-88	-92
Capex	241	405	392	359	343
Free Cash Flow	952	1,140	1,623	1,487	1,589

Source: Company Data, NHKSI Research

**Figure 19: 5-Year Forward P/E Band**



Source: Company Data, NHKSI Research

**Analisis Sensitivitas**

Kami melakukan analisis sensitivitas untuk setiap perubahan WACC pada target harga. Nilai perubahan bervariasi, pada rentang WACC 4,9% hingga 6,1% akan menghasilkan target harga di rentang Rp1.325 hingga Rp1.500 dengan rentang beta di 1,75 hingga 2,05.

**Table 2: Impact of Changes WACC**

Beta Sensitivity	WACC	Changes to TP (IDR)	Change in TP
1.75	4.9%	1,500	-6.6%
1.80	5.1%	1,450	-3.4%
1.85	5.3%	1,425	-1.7%
1.91	5.5%	1,400	
1.95	5.7%	1,375	1.8%
2.00	5.9%	1,350	3.7%
2.05	6.1%	1,325	5.6%

Source: Company Data, NHKSI Research

## Financial Review

## Quarterly Review

	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19	1Q20					2Q20E
					Actual	Estimate	YoY %	QoQ %	Surprise %	
<b>Income Statement</b>										
Revenue	876	929	1,022	1,021	874		-0.3	-14.4		655
Gross Profit	285	295	307	340	287		0.7	-15.7		191
EBIT	155	86	136	107	155		0.2	44.9		66
EBITDA	182	263	247	250	184		0.9	-26.4		319
Net Profit	65	33	75	-70	48		-26.6	-168.1		14
<b>Margin</b>										
Gross Margin	32.5	31.7	30.0	33.3	32.9		0.3	-0.5		29.1
EBIT Margin	17.7	9.2	13.3	10.5	17.8		0.1	7.3		10.1
EBITDA Margin	20.8	28.3	24.2	24.5	21.1		0.2	-3.4		48.8
Net Profit Margin	7.4	3.6	7.3	-6.9	5.5		-2.0	12.3		2.2

Unit: USD mn, %

Source: Company Data, NHKSI Research

## Earnings Revision

		2020F	2021F	2022F
<b>Income Statement</b>				
Revenue	-New	3,090	3,439	3,620
	-Previous	-	-	-
	-Change %	0.0	0.0	0.0
	-Consensus	3,178	3,367	3,424
Gross Profit	-New	936	1,082	1,178
	-Previous	-	-	-
	-Change %	0.0	0.0	0.0
	-Consensus	981	1,055	1,076
EBIT	-New	383	463	529
	-Previous	-	-	-
	-Change %	0.0	0.0	0.0
	-Consensus	337	365	405
EBITDA	-New	1,191	1,485	1,704
	-Previous	-	-	-
	-Change %	0.0	0.0	0.0
	-Consensus	777	826	894
Net Profit	-New	97	134	154
	-Previous	-	-	-
	-Change %	0.0	0.0	0.0
	-Consensus	85	149	176
<b>Margin</b>				
Gross Margin	-New	30.3	31.5	32.6
	-Previous	-	-	-
EBIT Margin	-New	12.4	13.5	14.6
	-Previous	-	-	-
EBITDA Margin	-New	38.5	43.2	47.1
	-Previous	-	-	-
Net Profit Margin	-New	3.1	3.9	4.3
	-Previous	-	-	-

Unit: USD mn, %

Source: Company Data, NHKSI Research

## Financial Summary

INCOME STATEMENT					PROFITABILITY & STABILITY				
(USD mn)	2019/12A	2020/12F	2021/12F	2022/12F		2019/12A	2020/12F	2021/12F	2022/12F
<b>Revenue</b>	<b>3,849</b>	<b>3,090</b>	<b>3,439</b>	<b>3,620</b>	ROE	2.1%	3.0%	4.0%	4.4%
<i>Growth</i>	-0.6%	-19.7%	11.3%	5.3%	ROA	0.9%	1.3%	1.6%	1.7%
COGS	(2,621)	(2,154)	(2,357)	(2,441)	ROIC	3.5%	3.5%	4.6%	5.0%
<b>Gross Profit</b>	<b>1,227</b>	<b>936</b>	<b>1,082</b>	<b>1,178</b>	Cash Dividend (USDmn)	97	100	107	134
<i>Gross Margin</i>	31.9%	30.3%	31.5%	32.6%	Dividend Yield	2.6%	3.4%	3.6%	4.5%
Operating Expenses	(709)	(553)	(619)	(650)	Payout Ratio	144.1%	102.9%	79.5%	87.2%
<b>EBIT</b>	<b>518</b>	<b>383</b>	<b>463</b>	<b>529</b>	DER	128.0%	140.5%	160.5%	155.0%
<i>EBIT Margin</i>	13.5%	12.4%	13.5%	14.6%	Net Gearing	90%	108%	134%	140%
Depreciation	522	807	1,022	1,175	LT Debt to Equity	78.2%	89.6%	105.3%	103.9%
<b>EBITDA</b>	<b>1,040</b>	<b>1,191</b>	<b>1,485</b>	<b>1,704</b>	Capitalization Ratio	46.0%	49.8%	53.6%	53.4%
<i>EBITDA Margin</i>	27.0%	38.5%	43.2%	47.1%	Equity Ratio	43.9%	41.6%	38.4%	39.2%
Interest Expenses	(210)	(165)	(173)	(182)	Debt Ratio	37.3%	41.3%	44.3%	44.9%
<b>EBT</b>	<b>280</b>	<b>229</b>	<b>359</b>	<b>420</b>	Financial Leverage	234.4%	250.6%	257.7%	255.0%
Income Tax	(167)	(90)	(101)	(118)	Current Ratio	196.6%	202.5%	223.3%	231.9%
Minority Interest	(45)	(42)	(124)	(148)	Par Value (IDR)	100	100	100	100
<b>Net Profit</b>	<b>68</b>	<b>97</b>	<b>134</b>	<b>154</b>	Total Shares (bn)	24,242	24,242	24,242	24,242
<i>Growth</i>	-80.0%	43.8%	38.4%	14.6%	Share Price (IDR)	2,170	1,720	1,720	1,720
<i>Net Profit Margin</i>	1.8%	3.1%	3.9%	4.3%	Market Cap (IDR tn)	52.6	41.7	41.7	41.7

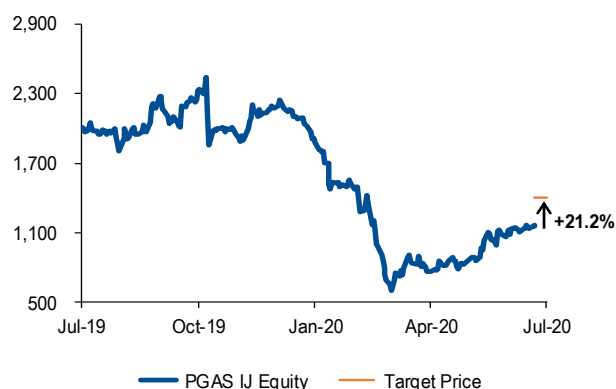
BALANCE SHEET					VALUATION INDEX				
(USD mn)	2019/12A	2020/12F	2021/12F	2022/12F		2019/12A	2020/12F	2021/12F	2022/12F
Cash	1,040	1,438	1,845	1,993	Price/Earnings	55.0x	29.1x	21.4x	19.1x
Receivables	510	523	626	564	Price/Book Value	1.2x	0.9x	0.9x	0.8x
Inventories	71	74	93	94	Price/Sales	1.0x	1.0x	0.9x	0.8x
<b>Total Current Assets</b>	<b>2,209</b>	<b>2,536</b>	<b>3,108</b>	<b>3,172</b>	PE/EPS Growth	-0.7x	0.7x	0.6x	1.3x
Net Fixed Assets	4,250	4,581	4,732	5,005	EV/EBITDA	6.7x	5.0x	4.2x	3.7x
Other Non Current Asset	915	921	928	938	EV/EBIT	13.4x	15.7x	13.4x	11.8x
<b>Total Assets</b>	<b>7,374</b>	<b>8,038</b>	<b>8,768</b>	<b>9,115</b>	EV (IDR bn)	6,926	5,999	6,203	6,262
Payables	260	271	336	306	Sales CAGR (3-Yr)	9.5%	-4.7%	-3.9%	-2.0%
ST Bank Loan	221	322	345	381	EPS CAGR (3-Yr)	-41.0%	-17.9%	-26.0%	31.8%
LT Debt	2,529	2,995	3,543	3,715	Basic EPS (IDR)	39	59	80	90
<b>Total Liabilities</b>	<b>4,139</b>	<b>4,696</b>	<b>5,403</b>	<b>5,541</b>	Diluted EPS (IDR)	39	59	80	90
Capital Stock + APIC	344	344	344	344	BVPS (IDR)	1,868	1,930	1,943	2,064
Retained Earnings	2,729	2,726	2,551	2,571	Sales PS (IDR)	2,223	1,785	1,986	2,090
<b>Total Equity</b>	<b>3,234</b>	<b>3,342</b>	<b>3,365</b>	<b>3,574</b>	DPS (IDR)	56	58	62	78

CASH FLOW STATEMENT					TOP OWNERSHIP		
(USD mn)	2019/12A	2020/12F	2021/12F	2022/12F	By Geography	% Shareholders	%
Operating Cash Flow	893	951	1,107	1,354	Indonesia	85.3	Pertamina 60.0
Investing Cash Flow	(1,736)	(647)	(1,363)	(1,468)	United States	7.1	Norges Bank 1.8
Financing Cash Flow	762	(112)	662	262	Norway	2.7	Vanguard Group 1.6
<b>Net Changes in Cash</b>	<b>(81)</b>	<b>191</b>	<b>407</b>	<b>148</b>	Luxembourg	1.6	FMR 1.3

Source: Company Data, NHKSI Research

## Closing &amp; Target Price Update



Source: Bloomberg, NHKSI Research

## Rating &amp; Target Price Update

Date	Rating	Target Price	Consensus
2016.12.16	Buy	IDR2,900	IDR3,058
2018.09.10	Buy	IDR2,600	IDR2,438
2020.07.16	Buy	IDR1,400	IDR1,112

Source: NHKSI Research

## NHKSI Stock Ratings

- Based on a stock's forecasted absolute return over a period of 12 months from the date of publication.
- Buy: greater than +15%, Hold: -15% to +15%, Sell: less than -15%.
- This document is strictly confidential and is being supplied to you solely for your information. The recipients of this report must make their own independent decisions regarding any securities or financial instruments mentioned herein. This document may not be quoted, reproduced, exhibited, redistributed, transmitted, edited, translated, or published, in whole or in part, for any purpose without notice. Any failure to comply with this restriction may constitute a violation of civil or criminal laws.

## Disclaimer

This report and any electronic access hereto are restricted and intended only for the clients and related entities of PT NH Korindo Sekuritas Indonesia. This report is only for information and recipient use. It is not reproduced, copied, or made available for others. Under no circumstances is it considered as a selling offer or solicitation of securities buying. Any recommendation contained herein may not be suitable for all investors. Although the information hereof is obtained from reliable sources, its accuracy and completeness cannot be guaranteed. PT NH Korindo Sekuritas Indonesia, its affiliated companies, employees, and agents are held harmless from any responsibility and liability for claims, proceedings, action, losses, expenses, damages, or costs filed against or suffered by any person as a result of acting pursuant to the contents hereof. Neither is PT NH Korindo Sekuritas Indonesia, its affiliated companies, employees, nor agents are liable for errors, omissions, misstatements, negligence, inaccuracy contained herein. All rights reserved by PT NH Korindo Sekuritas Indonesia.