

第4章 ロシア・極東からのエネルギー資源輸出

酒井 明司

ロシアの極東方面からの、エネルギー資源の輸出状況を取りまとめれば、表の通りとなる。

表 ロシア極東地域からのエネルギー資源輸出

	石炭	石油	ガス	電力
ソ連時代	実績あり	製品：実績あり 原油：実績なし	実績なし	モンゴル向けに 実績あり
現状	実績あり 2012年 4800万t	実績あり 2012年 原油約 4300万t 重油 560万t 軽油 270万t	実績あり 2012年 LNG 約 1000万t	実績あり 中国、モンゴル向 け、だが、極少
ロ側の期待値	東シベリア開発 輸出増強	付加価値拡大	LNG 輸出拡大 対中輸出	石炭発電から の対日輸出
日本のニーズ	小～中	原油：大 製品：小～中	大	小
競合先	豪州、インドネシ ア、他	中東	豪州、米国、カナ ダ、東アフリカ	
問題点	国内鉄道輸送 ＝能力、運賃 輸出港湾能力 品質＝N ₂ （窒素ガ ス）含有 企業規模	国内輸送コスト ＝超長距離輸送 国内（極東地域） 需要とのバランス	ガス価格算定式 対日パイプライ ン構想 （北極海航路）	ロ側の価格 日本国内の対応す るインフラ不足

(諸統計より筆者作成)

エネルギー資源のアジア地域向けの輸出は、旧ソ連時代から行われていた。だが、当時は、石炭と石油製品が中心で、その規模も 1990 年代前半にはソ連崩壊のあおりを受けて、

数億ドル程度に縮小する。その後、1990年代の末からサハリンに投資した外資による原油の輸出が始まり、2000年代に入ると、東シベリア・極東の地域開発がプーチン政権の下で国策として推進され始め、エネルギー資源の開発と輸送・輸出がその牽引役を担うことになった。2012年で原油・石油製品だけでも極東・ザバイカルからの輸出の40%を占める¹。

ロシアの太平洋岸から輸出される資源は、海上輸送距離だけを見れば日本にとって最も近い存在であり、これまでの資源輸入でのシーレーン問題を回避することも可能にする。本稿では、そうした利点を持つはずのロシアからの対日・対アジア諸国向けのエネルギー資源輸出とその見通しを概観する。紙幅の関係上、天然ガス（以下、本稿ではガス）と石油を中心に述べ、石炭・電力には多少触れる程度にとどめたい。

1. ガス

諸エネルギー資源のなかでもガスが脚光を浴びているのは、日本が今それを最も必要としているからに他ならない。3.11以降、日本のエネルギー体系のあるべき姿（安全性・環境・経済性・安全保障）を巡って多くの議論が交わされ、2014年1月には新たな「エネルギー基本計画」が閣議決定される予定である。だが、将来的な日本のエネルギー・ミックスやそれを事実上左右するであろう原子力発電所の稼働再開の、具体的数値や予定の決定は先送りされるようだ。そうであれば、当面の電力確保や環境への配慮から、ガス焚発電を限度一杯まで維持していかねばならない。

こうした状況下で、日本のLNG輸入は2010年で7056万tであったものが2011年から大きく増加し、2012年での輸入量は8731万tに達した。2006年から2010年の5年間で約1000万tの増加をたどった流れが、2年間でその2倍弱の増加を見たことになる。

2012年での輸入先は、カタール19%、マレーシア18%、豪州17%と、これら3カ国で輸入全体の過半を占め、これにロシアの9%、インドネシア7%が続く。目立つのはカタールのシェアの増大で、2010-12年での輸入増加の約半分が、このカタールからの輸入増で賄われている。

そして、今日の問題は、量的な面だけではなく、いかにそれを安価に確保するかに移ってきている。2012年で日本がLNG輸入に支払った対価は総額6兆円に上り、輸入総額の8.5%を占め²、これが貿易収支での赤字を強いる最大級の要因とも指摘されている。価格引き下げのために、従来の原油価格に連動したLNGの価格算定式（Price Formula）から、より低価格が得られる米国HH（Henry Hub）や欧州のハブ価格にリンクさせた算定式への変更、あるいはそうした新たな算定式を受け入れる新たなLNGの売り手の発掘が求められるようになってきた。

では、こうした日本の現在のニーズをロシアは満たせるのか、であるが、以下に見るようにそれがそう簡単ではない状況に彼らは置かれているようだ。

サハリンで外資が 1990 年代から既に原油とガスの生産を目指して動いていたのに対して、ロシア企業が東シベリア・極東に目を向け始めたのは 2000 年代に入ってからだった。2003 年にガスプロムがこの地域でのガスの生産・輸送を担うとともに、その調整役にも政府から任せられ、2007 年には当時の燃料電力省（現在のエネルギー省）が省令の形でいわゆる「東方プログラム」³を決定し、これに従ってガスプロムは新たな開発・生産・輸送での計画を策定していくことになった。

だが、計画の策定は、主たる向け先を中国とそれ以外の国々の何れにするのか（その結果としての、パイプライン・ガスか LNG かの選択問題）、経済的にその選択を左右する、国内ガス源の開発とそこからのガスの輸送のコスト、それに開発・生産で外資を入れるかどうか、といった連立方程式への解を求めるに等しい作業で、これは難易度が甚だ高かった⁴。

さらに、東シベリア・極東の開発という国策や、対アジア・太平洋地域に向かったロシアの経済外交という課題も加わり、話はますます複雑なものになっていく。

時間をかけた結果、2009 年にガスプロムによるヴラジヴォストーク近郊での LNG 生産基地建設計画（Vladivostok LNG）が、その具体化に向けた動きを始め、また同社の中国へのパイプライン・ガス輸出計画に伴う対中交渉が再始動した⁵。

このガスプロムの緩慢ともいえる動きに対して、2013 年には別のロシア企業による新たな LNG 生産計画がアジア市場に向かって動き出していた。ひとつは、ノヴァテックによるヤマール LNG（Yamal LNG）であり、今ひとつはロスネフチがエクソンモービルと実現を図ろうとし始めた極東 LNG（Far East LNG）計画である。

ヤマール LNG はロシア極北のヤマール半島西部での LNG 生産計画⁶で、2009 年にロシア最大の石油トレーダーであるグンヴォール社・社長で、プーチンとも近いとされるゲンナジー・チムチェンコが登場することで急速に進展し始めた。そして、2008 年に顕在化した米国発シェールガス革命が、アジア市場での LNG 価格の高水準を浮き彫りにし出すと、ヤマール LNG も北極海航路を利用するという野心的な計画の下に、その販売先をアジアに求めることになる。

極東 LNG は、2013 年 3 月に TNK-BP の買収を完了し、ロシアのみならず世界でも公開企業としては最大の原油生産規模を持つようになったロスネフチの、ガス分野での事業拡大計画のなかに位置付けられた⁷。立地の面から、当然狙う市場はアジア・太平洋地域であり、それをヤマール LNG と同じく、LNG のアジア市場への魅力が吸引している。

このように、現在では中国に向けたパイプライン・ガスの輸出計画と、既に輸出を行っているサハリン-2に加えて新たなアジアに向けた LNG 輸出計画が3件も同時にロシアで出現している。

しかし、これらが全て予定通り実現するのか、となると、現状では主に経済性の面で不明瞭な要素がいくつか存在する。ガスプロムが計画する対中パイプライン・ガス輸出とヴラジヴォストーク LNG では、東シベリアのガス田がガスの消費地から遠く離れていることと、サハリンでの自社単独のガス生産だけでは、計画に必要とされるガスの量を確保できない惧れが問題になる。

東シベリア・極東でのガス生産計画は、チャヤンダ（埋蔵量 1.2 兆 m³）とコヴィクタ（同 1.5 兆 m³）の2大ガス田を中心に進められている。そして、これらのガス田から中国との国境までの輸送距離は約 2000–3000km に及び、ヴラジヴォストークまでなら、それがさらに 1500km 前後も延びる。

また、ヘリウムの分離や、ガスへの付加価値という意味での加工（化学品の生産）が義務付けられていることでの投資金額は増加する。ロシア政府は、生産予定のガスに含まれるヘリウムを戦略物資と見ており、ガスからのこの分離生産が要求される。このために、分離設備のみならず、ヘリウム専用の輸送や貯蔵の設備を建設せねばならない。ガス加工は、資源のみの輸出というロシアの従来からの取引パターンからの脱却のみならず、東シベリア・極東での地場産業振興がその目指す目的とされている⁸。ガスと石油をそのまま輸出するだけでは、これらの地域は単なる輸送路に過ぎなくなり、地場の経済振興には建設時の特需以外での貢献が少なくなることから、加工産業を無理矢理にでも生み出す必要が出てくる。

投資コストが膨れ上がることは、ガスの生産開始時期にも影響を及ぼす。ガスプロムの現在の計画では、チャヤンダでの生産開始は 2017 年、コヴィクタはその後の運開とみられるが⁹、そこから対中国境までのパイプライン（Sila Sibiri = 「シベリアの力」）の建設は、対中販売価格合意を受けて開始されることになっており、その価格合意はまだなされていない¹⁰。つまりは、この合意が遅れば、生産開始時期もそれに引きずられることになる。

高コストと生産開始時期の不確定要素を考慮して、ガスプロムはヴラジヴォストーク LNG のガス源を現在ではサハリン-3¹¹に求めざるを得なくなっている。このサハリン-3でのガス生産はガスプロムによって既に一部が始まっているが、ヴラジヴォストーク LNG の最初の2系列での生産に必要とされるガス（140 億–150 億 m³）が 2018 年までに生産できるのかについて、ガスプロムからの明確な対外発信はまだない。

ここからのガスは、LNG 生産のみならず、沿海州やハバロフスク州といったガス田を持

たない地域へも供給されねばならないが、それらの地域でのガスの需要予測も曖昧な点を残していることから、話が余計に難しくなる¹²。

ガス源問題で悩むガспロムに比べれば、ロスネフチの極東 LNG は同社が出資するサハリン-1からのガス¹³を当てにできることで、数段有利な位置に付けているように見える。とはいえ、LNG 生産をどこで行うかがまだ最終的には決まっておらず、またどこに決まろうと、自前でサハリン-1からのガス輸送パイプラインを建設したのでは、当面の予定生産量が少ないため、その経済性が大きく低下しかねない。このため、現在有力候補地とされるサハリン南部に決まることを前提に、サハリン-2が建設して使用している既存パイプラインの共用を要求している。しかし、ガспロムやサハリン-2の他の出資企業がこれに同意するのかは不明である。

逆にガспロムは以前から、サハリン-1のガスを同社に国内で売り渡すよう求めてきているが、エクソンモービルを先頭とするサハリン-1側にはこれに応じる気配はない。2013年4月にプーチン大統領は、「サハリン-1のガスを自社のLNG計画以外に使用することも考えよ」との趣旨と解される発言をロスネフチ社長イーゴリ・セチンに行った¹⁴。しかし、その後この問題に関し同大統領は公式には何も発言しておらず、依然として同じ考えでいるのか、あるいは極東 LNG の推進を容認するようになったのかは窺い知れない。換言すれば、極東 LNG の命運は、全てプーチン大統領の判断次第ということになる。

ヤマール LNG も自前のガス田を持ち、ガス源問題からは解放されている。アジア市場を考えた場合のこの案件の問題は、その輸送距離とその途上の北極海という難所にある。計画に従えば、夏場はヤマール半島から北極海を東進し、ベーリング海峡を越えて、冬場はバレンツ海、地中海、スエズ運河、インド洋を経由してそれぞれアジアに輸送されることになっている。その冬場の輸送距離は1万3000-1万4000海里にも及び、北極海域では砕氷船の同伴を余儀なくされ、コスト面や輸送の安定性の面で他のLNGに対抗できるのか疑問なしとしない。

対中パイプライン・ガス輸出とLNGの新規3案件は、共通してガスの販売価格をどう設定するかという問題も抱えている。

これまで輸出を独占してきたガспロムが経験しているガスの輸出価格とは、欧州に向けたパイプライン・ガス輸出での石油製品価格連動型と、サハリン-2のLNG輸出での原油価格連動型のみだった。そのためか、同社は石油（原油・製品）への価格リンクを主張し、対中輸出交渉でも、初めは欧州向け輸出価格をそのまま援用しようとした。しかし、中国はトルクメニスタンからのパイプライン・ガス輸入価格、そして低額に抑えきることができた一部のLNG長期輸入価格の相場を既に知っており、自国内で設定されたガス価

格の水準を急激に引き上げることが不可能でもあったためにこれを受け入れなかった。2013年に入って、ようやく中国石油天然気集団（CNPC）との間でシンガポールでの石油製品リンクに対して係数13¹⁵で合意はしたものの、出発点となる基準価格をいくりに設定するかでまだもめているとメディアは伝えている。

ヤマールLNGでは、CNPCに対する価格をJCC¹⁶リンクで係数12.2としたと報じられている。しかし、ヴラジヴォストークLNGも極東LNGも、具体的な販売価格となるとまだ白紙の状態にあるようだ。

2008年より以前であれば、アジア市場でのLNG価格は原油リンクが通り相場だったから、これを前提に生産を計画する側もプロジェクトの収支を考えた。だが、米国のシェールガス革命が米国内のガス価格を大きく引き下げ始めると、欧州もアジアもガスの需要家が自分達の市場でのガス価格と米国内の価格との差に注意を向け始めた。要は、石油価格に連動した従来のLNG価格（欧州であれば、ロシア他からのパイプライン・ガスの輸入価格）は見直されるべき、との考え方が広まってきた訳である。

CNPCは石油製品や原油にリンクする価格を認めた、と報じられている¹⁷。だが、冒頭で述べたような日本や、韓国などのアジアの他のLNG需要家がこれに追随するかは何とも言えない。そして、現状での石油製品・原油リンクの価格がもし受け入れられないのならば、生産コストで決して安くはならないヴラジヴォストークLNGや極東LNGが成り立つのか、という問題にもつながっていく。

3.11以降は、ロシアからのガスの輸入に対する警戒論はさすがにトーンが下がったようだが、そうした警戒論が云々される以前に、上述のような諸問題をロシアの側はガスで抱えている。注意を向けるべきはそちらの方だろう。サハリン-2でも、ガスの話が出てきてから生産開始までに20年近くの時間を要している。そこまでとは言わないものの、ともかくロシアとの案件はまとまるまでに甚だ時間がかかることは覚悟しておかねばならない¹⁸。

2. 原油

ロシアの極東からの原油輸出は、戦前のサハリン北部からの対日輸出を別とすれば、1999年のサハリン-2（通年生産は2008年から）から始まる。これに2006年のサハリン-1が続き、そして2009年末の東シベリア・太平洋原油パイプライン（VSTO）の部分運開に伴う中国向けと極東大陸部からの輸出（ESPO原油）も開始された。2012年でのこれらの総計は約4300万tに達し、日本はそのうちの約18%に当たる760万t（ロ通関統計）を輸入している。日本の通関統計では、2012年の対ロ原油輸入（974万kl）は原油輸入総量の4.6%に当たる。

日本の原油輸入量（ほぼ需要量に等しい）は2012年で2.13億klとなり、これは直近のピークである1994年の輸入量から22.3%も下がっている。今後も人口減少・少子高齢化のなかで増加する見込みはない。それでも2億kl前後の原油を当面必要とすることになるならば、過度に偏った中東からの輸入の是正という面でロシアからの輸入を増やす意味は大きいだろう。

しかしながら、以下のようなロシア側の状況を見ると、少なくとも日本が買えるという形での大陸部からの原油輸出は、こちらが期待する程大きくは増加しないのではないかと、いう危惧を抱かせる。

まず、VSTO建設の経緯をさらってみると、その建設案は2000年代の初めに登場した。当時のトランスネフチの社長・バインシュトックがこれを強力に推進し、後にプーチン政権もこれに加勢している。2006年に建設が始まり、果たして輸送能力に対して十分な原油が東シベリアで生産できるのか、あるいは輸送タリフをどう設定するのか、等の諸問題が存在したが、2009年にタイシェットスコヴォロディノ間2694kmの第1期、そして2012年にスコヴォロディノコジミノ間2046kmの第2期が完成した¹⁹。

ガスと異なり、建設に進むことが比較的早くできたのは（それでも案が生まれてから着工まで6年を要しているが）、原油の場合は生産と輸送が分離されており、輸送を担当するトランスネフチが政府と組んで自らの方針を貫き易かったことも影響しているのだろう。

ロスネフチが極北のヴァンコール油田を当て（2009年生産開始、2012年で年産1830万t）、ここから大量の原油がVSTOへ流入する事で、これまでは輸送能力一杯の原油輸送が実現されている²⁰。

それだけではない。現在の輸送タリフや軽質のESPO原油がプレミアム付きで売れることで、ロシアの石油企業にとっては西シベリアから欧州方面に出荷するより高い収益を確保することが可能となっている²¹。このため、輸送能力は余るところか、どれだけ増設せねばならないのかが議論の対象になっている。

しかし、これはロシアの太平洋地域への原油輸出がそれだけ増えるということにはならないかもしれない。ロスネフチが中国への大規模原油輸出を始めるからだ²²。

ロスネフチは2004-05年にかけてのユーコス資産買収で多額の資金の調達に迫られ、中国への原油供給に対する前払い資金をこの支払いに充てている。そこから対中大型原油輸出が始まった²³。その後、2009年にはVSTO経由での国境越えパイプラインによる1500万t/年の輸出に合意し2011年からこれを開始、そして2018年から長期に亘り最大年間4910万tの輸出を、2013年3月にCNPCと合意した²⁴。

これだけではない。コジミノ方面に向かうロスネフチの原油量には、対中輸出分だけで

はなくヴラジヴォストーク近辺で同社が建設を予定している製油所・石油化学基地へ向かう分も加わりさらに膨れ上がる²⁵。

対中輸出とこの自社製油所・石油化学基地へ向かう原油を足し合わせると、2028年には8000万t近くとなり、カザフスタン経由やスコヴォロジノからの対中輸出量を除外しても、VSTOの太平洋岸への輸送能力（これまでの計画通り5000万t/年へ拡張したと仮定）に対して、4000万t近くが向け先の決まったロスネフチの原油輸送に取られてしまい、対中以外の輸出量は1000万t強と、現在よりもむしろ減ってしまう勘定になる²⁶。

このロスネフチの猛烈な対中輸出増強策に、輸送能力拡充を迫られたトランスネフチは抵抗している。事実上、生産企業1社のためだけの増設のコストをなぜトランスネフチが負担せねばならないのか、である。VSTOの建設開始の時とは異なり、生産と輸送が異なる企業に担われていることが、今度はトランスネフチにとって逆風になっている。

この問題はどこかでプーチン大統領の裁定が下ることになるだろうが、これを乗り越えてもシベリア原油の東方への輸送では幾つかの大きな問題が残されている。

ひとつは、今後どれだけの原油がVSTOに沿った東シベリアで生産可能なのか、である。政府はその生産促進のために、東シベリア・極東での原油生産に対する課税措置を緩和してきた。だが、それでも現在の予測では、2030年に2720万tという数値が出されており²⁷、これはVSTOが拡張されたとして、その能力（タイシェットースコヴォロジノ間/8000万t）の34%を満たすに過ぎない。

そうなれば、西シベリアで産出される原油を回さざるを得なくなる。その場合は輸送距離が5000kmを超えると共に、現在欧州・黒海方面に流れている原油の一部が削減される可能性も出てくる²⁸。

今ひとつは、輸送距離にかかわる輸送タリフの問題である。現在は欧州方面に輸送するより有利なタリフが設定されているが（注21参照）、実際の輸送距離を考えればこれは人為的な数値なのだろう。例えば西シベリア原油をVSTOでコジミノまで輸送する場合には、実際にどれだけの輸送コストがかかるのかは公表されていないが、一昔前にトランスネフチの社長はタイシェットーコジミノを念頭にトン当たり\$120と発言している。これが正しいならば、現在の公表タリフはRb.2081/t（約\$65/t）はコスト割れになっており、その逆鞘はトランスネフチの他のパイプラインの輸送タリフを引き上げる事で賄われている。これは、東方に原油を出荷していない石油企業も、その輸送費の一部を負担させられている結果になり、問題視され始めている。

輸送タリフの多寡は、ロシアでの石油企業に対する税制（特に既存の西シベリアでの原油生産に対して）のあり方にも影響される。輸送タリフを実際のコストに見合ったものと

するなら、それに相応する諸税の引き下げが必要となるだろう。

さらに大きな問題は、今の VSTO 経由での原油輸送・販売が 100 ドル/バレルを超える国際原油価格に支えられているという点である。もしこれが 80 ドルを下回る水準で推移していたなら、果たして VSTO 自体が最後まで建設されたのか、また建設されてもうまく機能したのかは甚だ疑問になる。パイプライン輸送よりコストがかかる鉄道輸送への依存は、経済面だけを考えるのなら論外だろう。

見た目には成功といえる VSTO 経由でのアジア・太平洋地域への原油輸出も、このようにさまざまな問題を抱えながら走っている。

3. 石炭・電力

<石炭>

日本の石炭輸入は過去ほぼ一貫して増加してきており、この点で原油と異なっている（2012 年輸入量 1 億 8515 万 t/財務省統計）。2012 年でのその輸入先は、豪州 63%、インドネシア 15%、などとなっており、豪州からの輸入が圧倒的に多い。2010-11 年にかけて生じたその豪州での大洪水の被害で産炭が停滞すると、1 国への依存度が過度に高いという問題への関心が若干は高まったようだった。しかし、豪州の国としての安定度や、日豪間の海上輸送でマラッカ海峡他の通過問題を抱えていないことの利点は、日本にとって大きい。

そのなかでロシアからの輸入は全体の 6%を占めている。そして、豪州への依存がさほど問題とされていない現状下では、供給源の多岐化を目指してロシアからの石炭輸入が大方の注目を浴びるという状況でもまだない。

2012 年のロシアの石炭産出量は 3.52 億 t で、その 37 %に当たる 1.3 億 t が輸出されている。生産の過半を西シベリアが占め、欧ロ地域での生産が減少する反面、東シベリア・極東での生産が増加している。この傾向にも支えられ、輸出の 3 分の 1 以上の 4833 万 t²⁹が極東の港湾経由となる。

2012 年 1 月にエネルギー省は「2030 年までのロシアの石炭工業発展長期プログラム」を承認した。それによれば、2030 年でのロシア全体での生産目標は 4.3 億 t、それまでの間に非効率な炭田からの 3.75 億 t の生産を停止し、新たに 5.05 億 t の開発・生産を行うとしている。また、そのなかで東シベリアの生産シェアは現在の 25.8%から 32%へ、同じく極東のそれは 9.7%から 15.2%へ拡大すると予想されている。

だが、ロシアの石炭産業が抱えるこれまでの問題が、輸送距離が長いことと、その輸送手段が隘路になって生産や輸出を簡単には増やせない点にあることにも留意しておかねば

ならない。また、ロシアの石炭産業はほぼ民営化されている。このため、石炭分野への国家政策の入り込む余地が、ガスや石油に比べて小さい。また、ガスや石油の分野に比べれば、分野全体や企業の規模は小さく³⁰、このことは、石炭の内陸輸送でその死命を制する輸送を独占するロシア鉄道（RZhD）に対して、生産分野が大きな発言権を持たずにいることも意味する。

鉄道輸送は、その量的な限界のみならず、輸送コストの面でロシアの太平洋岸への輸出を価格的にさほど競争力のあるものにはしていない。西シベリアからアジア・太平洋地域に向かって輸出される石炭の価格の50－60%は鉄道輸送費で占められるといわれる（この比率は石炭の輸出価格に左右されるが）。一方、その最終輸出価格は、豪州炭のそれをベンチマークとして決められており、いわば市場追随型となっている。このことから、市況が下がった際には鉄道運賃が石炭企業の収益を圧迫するとともに、輸出に際して他国産に比べて価格優位性を示すということもなくなってしまう³¹。

また、石炭の国際価格下落だけではなく、プーチン政権が推進する全国の「ガス化（Gasification）」政策の下で、石炭の国内市場も極東などで狭隘化することが、石炭企業の採算を悪化させる要因として働くことになる。

それでも輸送隘路解消への対策は採られ始めている。東に向かうシベリア鉄道と BAM（バイカルーアムール鉄道/第2シベリア鉄道）の拡張が、現在のロシア政府による東シベリア・極東開発で最大の目玉事業として取り上げられて、この計画に従えば、2013－17年の間に5620億ルーブルが投入され、輸送能力は総計で年間4000万t前後増強される見込みである³²。

鉄道だけではなく、石炭を積み出す極東の港湾能力も拡充が急がれ、民間企業による投資計画を足し合わせれば、積出能力で5000万t/年超にも上る。

<電力>

極東の電力供給は、極東電力（RAO ES Vostoka）³³が極東管区をほぼそのまま営業の守備範囲としており、その経営・財務力を補強するために、2012年に国営系のルスギドロ（ロシア水力）が支配株を買収（現在の持ち分は約75%）している³⁴。

これまでの極東での電力輸出の実績は中国とモンゴル共和国向けのみであり、大宗を占める中国向けは1990年代から始まり、国家电网公司への供給を増やすべくロシア内での送電能力増強が行われている。だが、過去に価格問題で2度送電の中断があり、規模的には2012年の実績で26.3億kWh（ロシアの電力輸出全体の20%、金額1億2868万ドル）でしかない。また、送電能力の増強も、東シベリアの水力発電を電源とする程の大規模なもの

ではなく、電力価格の低減の見通しは立っていない³⁵。

対日電力輸出案は1990年代後半から既に出始めており、2000年代初めにはサハリンからの海底送電での計画が練られていた。しかし、日本の送電体制が対外電力輸入には馴染まず、話は流れている。

3.11以降、日本の電力事情も大きく変わり始め、これを見てとって、ロシア側でもエネルギー省を中心に、サハリンでの石炭焚火力発電所建設と対日電力輸出とが結び付けられた案を検討している模様である。この背景には、アジアを高圧送電網で連結するという気宇壮大なロシアの描く将来像がある。

だが、日本の需要に合致するかどうかは、ロシアが輸出する電力価格がどこまで競争力のあるものなのかに依存するということになるだろう。石炭焚火力を電源とする前提ならば、水力や原子力発電並の低コストを期待することはまず無理である。他方で、安価な水力発電は、まだ極東地域には存在せず、既存の東シベリアの発電所からの対日輸出を考えるなら、膨大な距離の送電線の建設が必要となり、これもコスト面から現実的とは言えない。したがって問題はひとえに、ロシアがどこまで発送電コストを引き下げ、買い手側に魅力ある電力価格を設定できるのか次第、ということになる。

— 注 —

¹ http://www.zrpress.ru/markets/dalnij-vostok_07.05.2013_60786_vneshnjaja-torgovlja-vostochnykh-regionov-po-prezhnemu-opiraetsja-na-syrje.html

² 財務省統計

³ 2007年9月3日燃料電力省令340号

⁴ かつ、ガスの生産でロシアがその重心を東部に移すという事態が到来すると予見されるような状況にはない。東シベリアと極東で原始埋蔵量は60兆m³以上ともいわれるが、確認埋蔵量では4兆m³強で (VIP Studio Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока А.Г. Коржубаев, И.В. Филимонова, Л.В. Эдер (ИНГТ им. А.А.Трофимука СО РАН <http://www.vipstd.ru/journal/content/view/25/39/>) ロシア全体の1割にも満たない。

⁵ 本格的な対中ガス輸出交渉は2006年に始められたが、2008年から事実上中断していた。これが再開された2009年には「2030年までのロシア連邦共和国のエネルギー戦略」(2009年11月13日政令1715-r, [http://www.energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030_\(Eng\).pdf](http://www.energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030_(Eng).pdf)) が出され、そのなかで、2022年の東シベリア・極東でのガスの年産を910億-1220億m³、2030年のそれを1400億-1520億m³と想定し、極東からの輸出は2030年でパイプライン・LNGを合わせ660億-740億m³が見込まれている。こうした予測数値は既に修正されねばならないものになってきているが、ヤマールLNGでの2009年の動きなどから考えても、2008年後半から2009年にかけてロシア政府がガスの輸出で大きな政策決定を行ったことが窺われ、「戦略」はそれを象徴するものでもあったのだろう。

⁶ ノヴァテックが保有する南タンベイ・ガス田からのガスを液化し、最終的には3系列で年間1650万tのLNGを2017年から生産し始める。

⁷ 2013年1月に構想が発表され、1系列で年間500万tのLNGを2018年から生産する計画。ガス源にはサハリン-1が見込まれている。

⁸ アムール州ベロゴルスクにて、通過する590億m³のガスからエタン他のC₂+留分を分離し、エタン/300万t、LPG/200万t、ヘリウム/6000万m³、乾性ガス(メタン)/480億m³を得、さらにエタンを加工して2019-21年でポリエチレン/250万tを生産する計画。分離以降は化学専業のシブールが担当する。この計画での問題は、それだけ大量のポリエチレンを販売できるだけの市場が存在するのか、また、安価な原料で生産される中東品に競合できるのか、の点。

- ⁹ ガスプロムの Web サイトでは、生産開始予定年次は明示されていない。
- ¹⁰ 2013年6月にガスプロム社長アレクセイ・ミレルは、2013年末迄に中国と最終合意に達するとの見通しを述べたが、2013年12月に至り、合意時期を2014年1月に修正している。わずか1ヵ月のみの延期ならば、ほぼ最終合意には達しているものの、その調印が CNPC 側の周永康に関わる騒動で遅れているだけという見方も成り立つ。
- ¹¹ サハリン-3 は、キリンスキー、アヤシスキー、東オドプチンスキー、ヴェニンスキーの4鉱区に分かれ、前3者をガスプロムが、最後をロスネフチ (SINOPEC との合弁) が鉱区開発権を保有している。そのなかのキリンスキーには、キリンスコエ、南キリンスコエ他のガス田が含まれている。
- ¹² 最近になり、サハリン-3 からのガスを対中輸出にも回すという案がガスプロム社内では始めている模様 (2013年12月18日付 Vedomosti 紙)。
- ¹³ サハリン-1 のガス生産量は、2010年で83億 m³となっている (ロスネフチのデータ)。ほとんどが随伴ガスとみられ、その多くが油井への再注入に使われている。20億-30億 m³が極東大陸部へ輸送され、地場の発電所などへ販売されている。
- ¹⁴ 2013年4月12日付 Kommersant Daily 紙、他。
- ¹⁵ 1973年のインドネシアからの LNG 輸入価格決定の際に、原油価格6ドル/bi に対し、熱量等価を基準に LNG 価格を0.99ドル/MMBtu とすることで合意し、この原油価格連動で LNG 価格の90%、残りの10%を常数で規定することになった。即ち、 $LNG \text{ 価格} = 90\% \times \text{原油価格} \times (\$0.99/\$6) + 10\% (\text{常数}) = \text{原油価格} \times 0.1485 (\$14.85) + 10\% (\text{常数})$ であり、このなかの14.85という数値がその後の価格交渉でも「傾き」を示す係数として使われることになった。実際の契約での傾きが14.85を下回れば、これまでの相場に対してそれだけ安く売買が成立したということになる。
- ¹⁶ Japan Crude Cocktail の略。日本の原油輸入価格の平均値で、1990年代から日本の LNG 輸入価格で使われ始め、現在もアジア諸国の LNG 輸入で値決めの際の主要指標になっている。
- ¹⁷ これは、それまでの中国の姿勢からみるとやや驚きではある。2011年6月にモスクワで行われた交渉には、プーチン首相 (当時) と胡錦濤国家主席 (当時) の両巨頭まで参加したが、それでも価格条件で合意に達することができなかった。中国がガスの輸入に積極姿勢 (譲歩の姿勢) を示すようになったとすれば、国内の大気汚染問題がわれわれの理解より遥かに深刻な問題となっていることが理由かも知れない。
- ¹⁸ LNG ではなく、パイプラインでロシアから日本へのガス輸出を行うという案もある。だが、現状ではガスプロムは、経済性を理由にこの案に否定的な姿勢を示している。
- ¹⁹ トランスネフチによれば、第1期の建設費は3806億ルーブル、第2期のそれは2755億ルーブルとされている。しかし、これとは異なる数値 (それぞれ3894億ルーブル、3269億ルーブル) とも報道されている (2012年12月25日 Vedomosti 紙)。
- ²⁰ トランスネフチの予想では、2014年でスコヴォロジノまでの原油輸送は4610万 t で、内訳は西シベリアからが2510万 t、東シベリアからが2100万 t となっている (2013年11月7日 Vedomosti 紙)。
- ²¹ 東方への販売は石油企業のネットバックでの手取りで、西方へ出すより35-40ドル/t も有利と報じられる (2013年11月7日 Vedomosti 紙)。2013年11月での ESPO 原油の中東原油に対するプレミアムは4.5ドルを超えていた。また、トランスネフチ関係者は、VSTO のタリフは西方への輸送に比べ17-23%有利、と述べている (2013年10月10日 RusEnergy)。
- ²² 注5の「戦略」では、原油・石油製品輸出のアジア・太平洋に向かう比率は、2008年の実績値である8%から2030年には22-25%へ増加すると予測している。
- ²³ 2005-10年で4840万 t の原油を供給。見返りに中国はロスネフチへ60億ドルの融資を行う。
- ²⁴ 諸報道によれば、対中輸出原油量は以下のように増加する：
- 1) VSTO 経由での Pipeline による輸出：2013年後半80万 t、14年200万 t、15-17年各年500万 t、18-37年1500万 t (現在輸出している1500万 t にこの量が加わり、2018年に3000万 t になる)
 - 2) 中国西部の製油所向け700万 t (将来的には1000万 t の可能性あり) を14年より5-10年間 (カザフスタン経由。5-10年でこの供給量が完結するのかわかり不明)。
 - 3) 天津精油所運開後910万 t の供給 (恐らくコジミノ経由)
- これらを総計すれば、天津製油所が2018年までに開業していれば、その時点でロスネフチの対中原油輸送量は総計で最大4910万 t になる。
- ²⁵ 諸報道によれば、ロスネフチの極東製油所・石化基地は、2028年までに工程3期分を終了させ、ポリエチレン/190万 t、ポリプロピレン/120万 t、モノエチレングリコール/80万 t、石油製品/1850万 t (ガソリン/150万 t、航空用燃料/200万 t、軽油/1200万 t、他) を生産する計画。石油製品は極東を中心に国内向け供給が目的。この計画のための原料供給として、原油2400万 t と石化原料 (詳細は不明だが、恐らくナフサや LPG) 680万 t が必要とされる。ロスネフチは社内で3000万 t の本件に対する原油供給を承認しているが、そのなかはこの石化原料分が含まれているのかどうかは不明。本件でも、製品販売で価格的に中東品などに競合できるのかどうかがかが問題となる。

- ²⁶ この計算には、既存のロスネフチが所有する極東・バイカル地区での製油所向け原油供給は含まれていない。アンガルスク/920万t、コムソモーリ斯克・ナ・アムール/800万t、アチンスク/740万t、と3製油所向けで総計2460万tの供給が必要となる。さらに2013年10月にロスネフチは、Sinopecへの供給（10年間/総計1億t）で覚書を交わしている（本契約にはまだ至っていない）。
- ²⁷ トランスネフチの予測数値で、2030年までにタイシェットースコヴォロジノ間の輸送能力は9170万t/年へ拡張されるとの想定（2013年11月7日 Vedomosti 紙）。
- ²⁸ Rosstat の統計では、2013年1-10月でロシアの原油輸出は1.953億t、前年同期比で1.5%の減少。この傾向が続くなら、VSTO 経由でのコジミノからの輸出が600万tは増加する見込みゆえ、明らかに西方への輸出は減少ということになる。既にこの傾向の下で、西方への輸出ブランドの Urals の価格は Brent を上回ることもある。
- ²⁹ 2013年3月7日 Kommersant Daily 紙。
- ³⁰ 2012年の売上規模で見れば、ガスプロム/1533億ドル、ルークオイル/1163億ドル、ロスネフチ/675億ドルに対して、石炭業界最大手の SUEK は56億ドルに過ぎない。
- ³¹ ロシアの自然独占問題研究所によれば、米国の鉄道タリフ全般は2012年にロシアのそれを18.6%上回るが、石炭輸送では米国の方が2.6%安くなる。それでもロシア鉄道の石炭輸送（貨物輸送全体の41%）は12年で790億ルーブルの赤字。同年の同社t/10kmの輸送原価は3.93ルーブルだったが、石炭の国内輸送での運賃収入は1.68ルーブル、さらに輸出用石炭の場合は1.35ルーブルとなる（2013年10月11日 Izvestija 紙）。
- ³² 2013年4月3日 Vedomosti 紙、2013年7月26日 RBK。
- ³³ 旧統一ロシア電力（RAO EES）の民営・分割化に伴い、2008年7月に極東の旧地域電力8社を統合して発足した。総発電能力882万kW、2011年の発電量276億kWh。対象地域はハバロフスク地方、沿海地方、サハ共和国、サハリ州、アムール州、ユダヤ自治州、マガダン州、カムチャツカ地方、チュクチ自治管区（総計でロシアの面積の36%）。
- ³⁴ 極東電力の管轄外となるザバイカル、バイカルでは、イルクーツク州のイルクーツクエネルゴ、ブリヤート共和国・ザバイカリエ地方の T GK-14（第14地域電力）がそれぞれ電力供給を行う。前者は、2008年の RAO EES 分割・民営化に参加しなかった旧地域電力で、総発電能力は1290万kW、その900万kW以上が水力となる。2012年の発電量605億kWh、その80%が水力。現在の主要株主は、EvrosibEnerg（デリバスカの En+ Group）/50.19%、Inter RAO EES/40%。後者は、RAO EES 分割・民営化に伴い創設され、総発電能力64万kW、2012年での発電実績は18億kWh。株式の約84%を Energopromsbyt（ロシア鉄道/51%、ESN/49%の合弁企業）が保有。
- ³⁵ 2012年の対中電力輸出統計から逆算すれば、輸出価格は約4.9セント/kWhで、この価格では、長距離高圧送電線の建設には簡単に踏み切れない。