

第29回制度設計専門会合 事務局提出資料

ガスの卸調達・適正取引の在り方について
～ LNG基地第三者利用制度の利用促進について～

平成30年4月23日（月）



前回の振り返りと本日の論点

製造事業者へのアンケート結果

LNG基地の第三者利用の促進に向けた今後の論点

- LNG基地の第三者利用の促進に向けた今後の論点として、①製造設備の余力、②基地利用料金、③事前検討申し込み時に必要な情報の3点を前回制度設計専門会合にて事務局は示したが、委員からの意見を踏まえ、まずは、利用する上で前提となる製造設備の余力の在り方について検討していくこととしたい。

前回制度設計専門会合において挙げた今後の論点

基地利用制度に対して、LNG取引実績のある商社、石油系企業、将来的にガス小売事業への参入を志向する事業者などから挙げられた下記意見については、実態を把握するとともに、海外と国内の市場の相違に留意しつつ海外の事例も参考に検討することで、事業者が利用しやすくなるような制度の設計を行っていくこととしたい。

- ① **製造設備の余力（情報開示が不十分、余力の判定方法が厳しい）**
- ② 基地利用料金（情報開示が不十分、利用料金が低い）
- ③ 事前検討申込時に必要な情報（求められる情報が過剰）

（出典）第27回制度設計専門会合 事務局提出資料 資料3 LNG基地第三者利用の促進について（2018年2月23日）、8ページ

前回制度設計専門会合にて委員より挙げられた意見

圓尾
委員

今後一つ一つ解決していくにしても、**タンクそのものの容量が本当に空いていないのであれば、どうしようもない問題である。**（中略）例えば、**需要増減リスク**について、現在は事業者ごとの判断で設定していると思うが、**過去の実績と照らし合わせて適正な設定がなされているか、より合理的な設定の仕方**をしている事業者がいなかといった点を、**きちんと深堀して見ていくことが大事だ**と思っている。

押尾
オブ

需要の増減や原料途絶に関わる**リスク容量**については、**安定供給の観点から否定するものではないが、製造事業者には予めリスク容量の詳細と、その根拠を明確化していただきたい**と思っている。さらに、**リスク容量の妥当性**について、**監視等委員会が定期的な事後検証を行う仕組み**を検討いただくようお願いする。

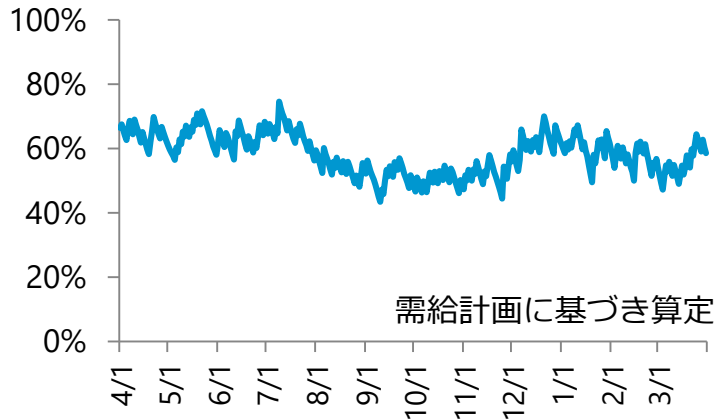
安藤
委員

製造設備の余力の算定については、先ほどあったように**過小に余力を見積もり、競争を抑制するものになっ**ていないかの**事後検証が必要である**という意見はそのとおりであると思う。

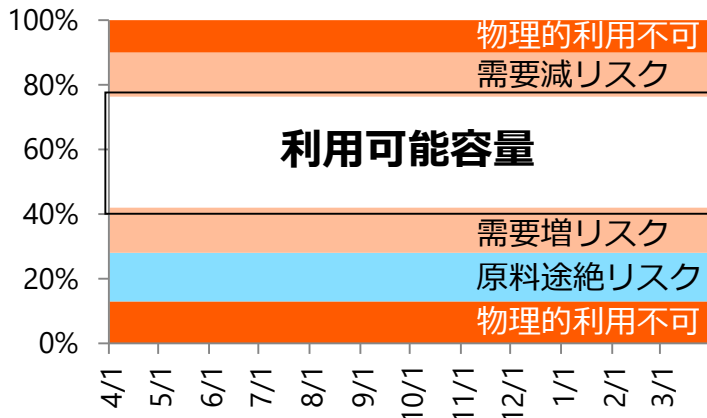
タンク設備余力の判定方法

- 多くのガス製造事業者は、(1)需給計画に基づき算定したタンク貯蔵量の見通しと(2)タンク設備容量から必要なりスクを控除した利用可能容量を基にタンクの貯蔵余力を判定する。

(1) タンク貯蔵量の見通し

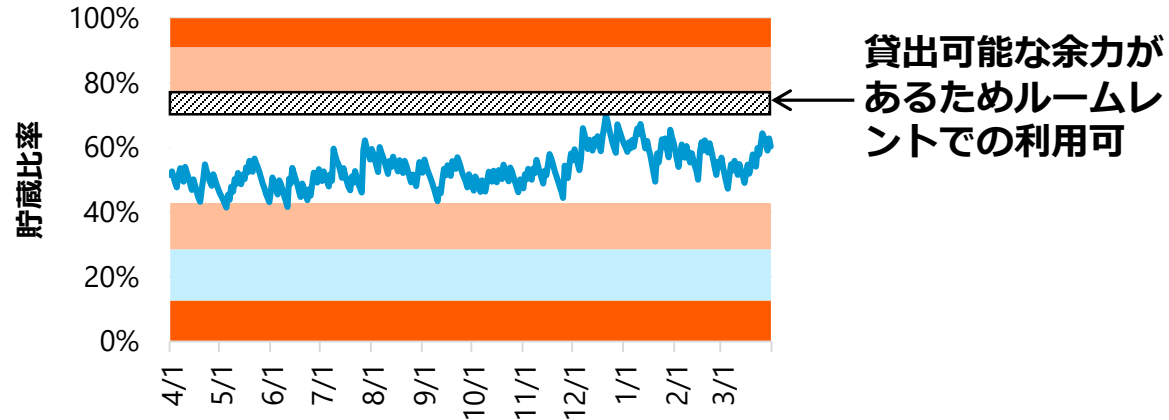


(2) 利用可能容量



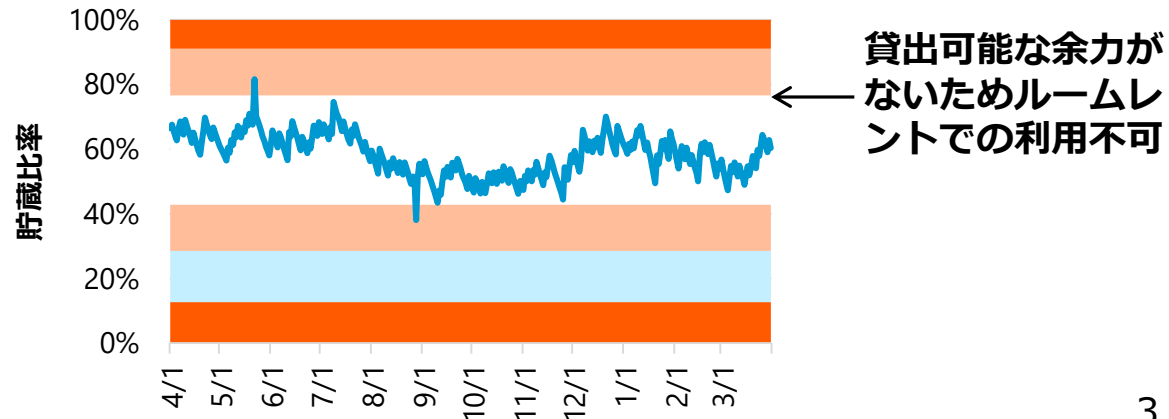
タンク設備容量から必要なりスクを差し引いて利用可能となる容量を算定

(3) -1 余力の判定 (余力ありの場合)



※青線で示すタンク在庫が白色で塗りつぶされた利用可能容量の枠に収まっていれば余力ありと判断

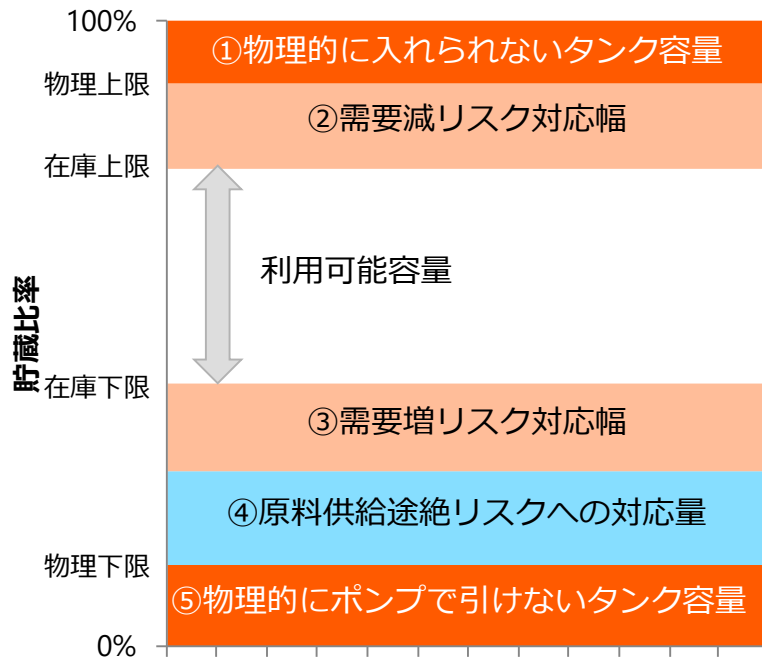
(3) -2 余力の判定 (余力なしの場合)



リスク容量の基本的な考え方

- 過去の審議会にてリスク容量の項目は示されているものの、ガス製造事業者は具体的な考え方、数量を示していないため、どのようなリスク容量がどの程度あるのか、または利用可能容量がどの程度あるのかについて基地利用者は把握することができない。

タンク容量のイメージ



製造事業者が設定しているリスク容量、物理的に利用できない容量の合計は平均40%程度（各製造事業者によってバラつきあり）

リスク容量等の概要

①物理的利用不可上限

物理的に入れられないタンク容量

②需要減リスク

具体的な考え方は事業者に委ねられている

③需要増リスク

具体的な考え方は事業者に委ねられている

④原料途絶リスク

原料供給途絶リスクに備えたLNGの在庫量

⑤物理的利用不可下限

物理的にLNGをポンプで引けないタンク容量

各リスク容量の設定方法、必要量は製造事業者委ねられており、各製造事業者によって異なるさらには、当該情報は公表されていない

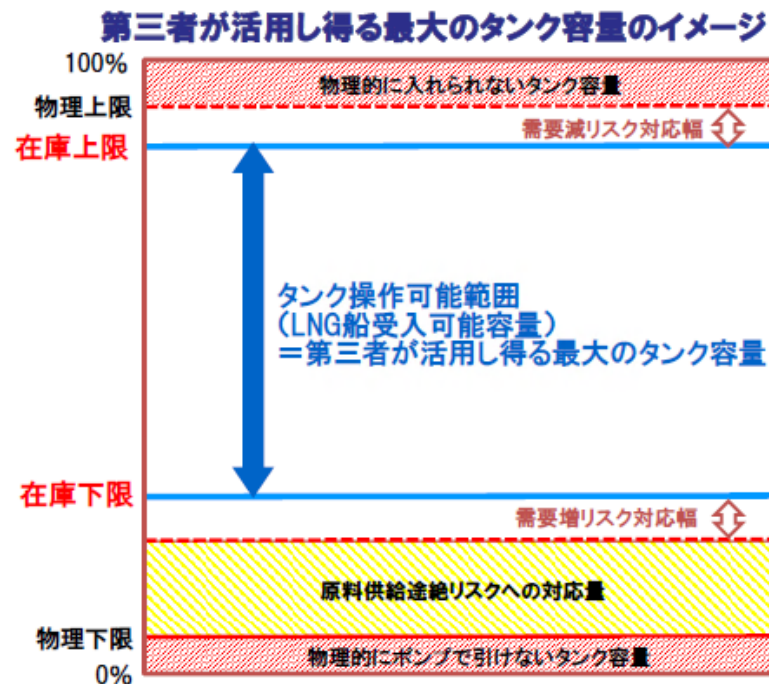
(参考) 第30回ガスシステム改革小委員会：タンク容量の考え方

(参考) タンク操作可能範囲について

- 一般的に、LNG基地のタンクにおいては、①物理的にLNGをポンプで引けないタンク容量、②物理的にLNGを入れられないタンク容量、③原料供給途絶リスクに備えたLNGの在庫量等が存在するところ。
- このため、第三者が活用し得るLNG基地の最大のタンク容量については、タンクの全容量から、上記の容量を除いたもの（タンク操作可能範囲：LNG船受入可能容量）であるところ、このタンク操作可能範囲（LNG船受入可能容量）は、一般的には60%程度である。（注1）（注2）

（注1）タンク操作可能範囲（LNG船受入可能容量）の全部又は一部は、当該LNG基地を維持・運用する者のLNGで満たされていることから、第三者が活用し得るLNG基地の最大のタンク容量は、タンク操作可能範囲（LNG船受入可能容量）よりも少ないことが一般的。

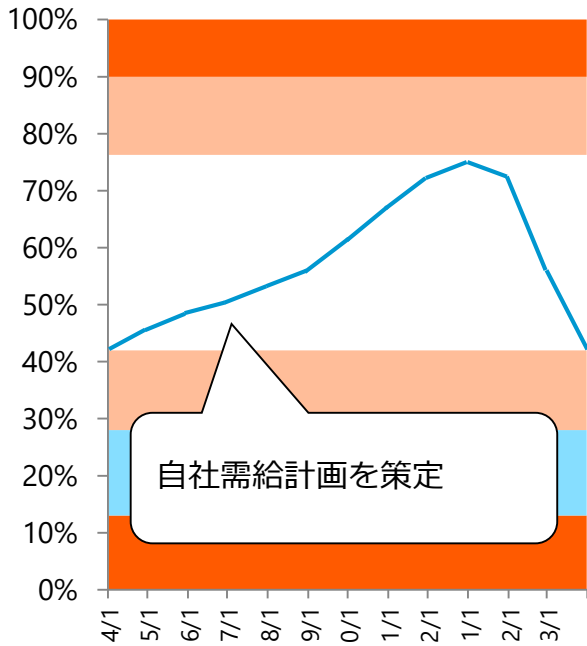
（注2）60%程度というのは、LNG基地を保有する一般ガス事業者の実績平均値である。



余力判定及び期中運用中のタンクイメージ

- ガス製造事業者は前年度の7月末に余力見通しを公開後、通常、前年度末までに基地利用者が作成した、年度配船計画（ADP：Annual Delivery Plan）と日別の需要計画を基に当年度の日別在庫計画を策定し、当該計画に基づき期中の運用を行う。
- 期中に需要増減や原料途絶といった事象が発生した場合には事前に設定したリスク容量で対応する。

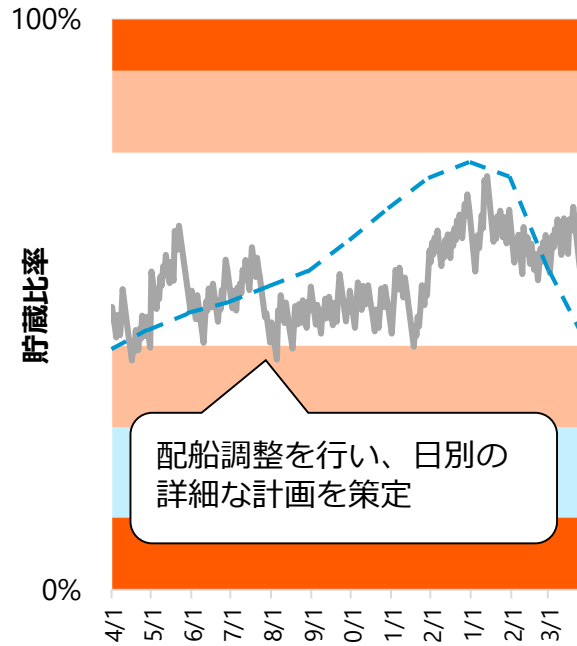
余力判定時（月別値）



前年度7月末

余力判定値

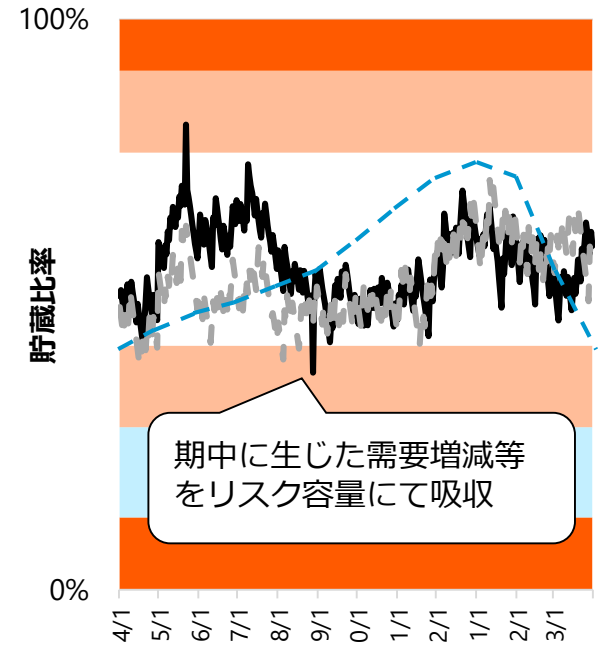
年度在庫計画時（日別値）



前年度期末

ADP値

期中運用時（日別値）



当年度期首

実績値

当年度期末

タンク余力の検証方法

- 製造事業者が適切にタンク余力を判定しているかについて、①リスク容量の設定方法が合理的か、②余力判定値と実績値に大きな乖離がないかの観点から検証を行うこととしたい。
- 本日は、①リスク容量の設定方法について取り上げることとし、事務局によるガス製造事業者への調査結果の報告及び代表的なガス製造事業者のプレゼンを基に、今後の余力判定の在り方について議論することとしたい。

タンク余力の検証フロー

本日の検証対象

①リスク容量の設定方法が合理的か

②余力判定値と実績値に大きな乖離がないか

①-1.
リスク容量の設定根拠の確認

→定性的・定量的な観点から合理的かどうかを確認

①-2.
リスク容量と過去の実績値との比較

→過去の実績値と比較して大きな乖離がないか確認

検証方法

①-1.
リスク容量に関する調査を行い、リスク容量の設定根拠が定性的・定量的な観点から合理的かどうか確認

→次ページ以降で報告

①-2.
リスク容量と過去実績値との比較により過去の実績値と、リスク容量に基づき設定された利用可能容量とに大きな乖離がないか確認

→東京ガス・大阪ガスよりプレゼンにて報告

前回の振り返りと本日の論点

製造事業者へのアンケート結果

アンケートの概要

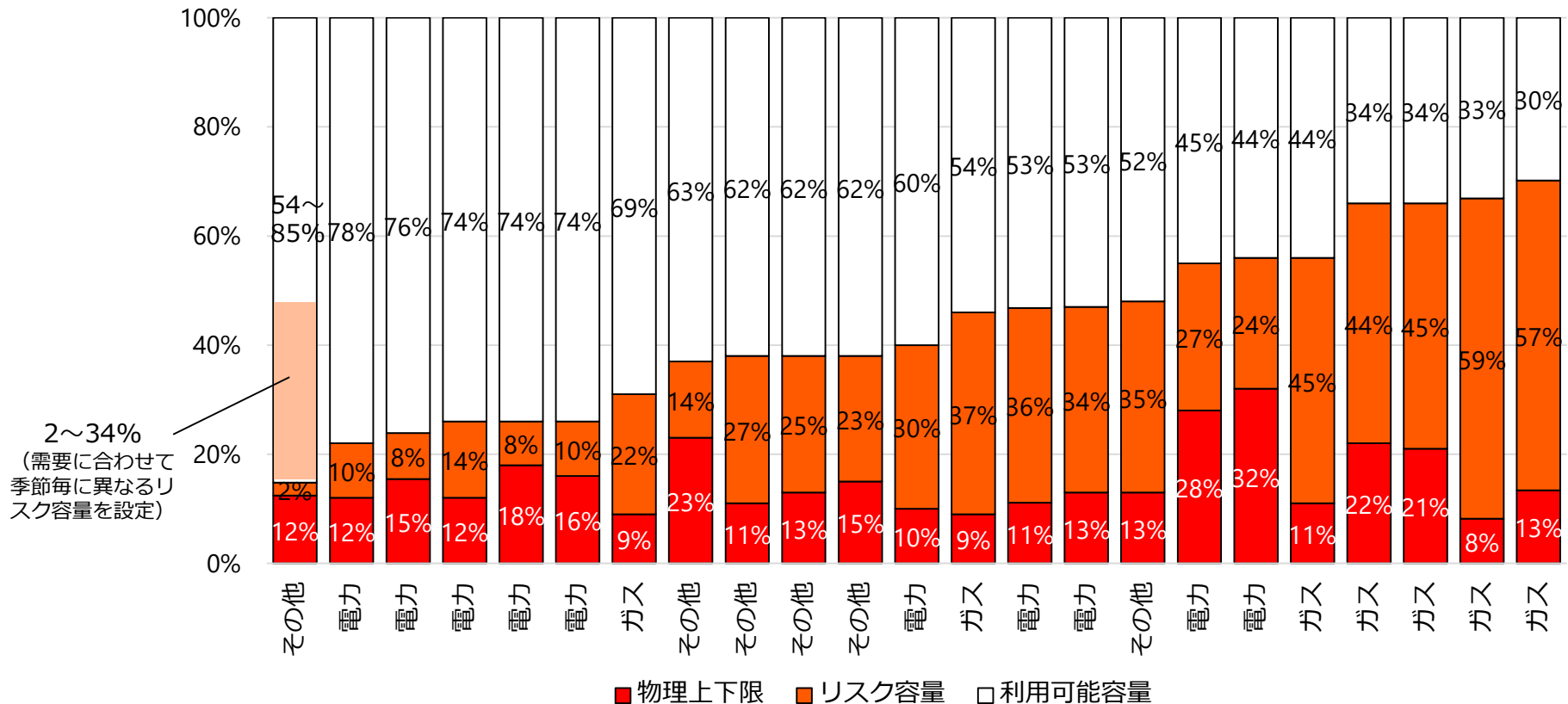
- 各ガス製造事業者が設定しているリスク容量の詳細を把握するため、ガス製造事業者を対象として、リスク容量に関するアンケート調査を実施した。

目的	<ul style="list-style-type: none">● 各製造事業者が設定しているリスク容量の詳細把握
アンケート対象	<ul style="list-style-type: none">● ガス受託製造約款数：18● ガス製造事業者：27社● 評価対象：23基地・エリア
アンケート実施期間	<ul style="list-style-type: none">● 2018年3月初旬
アンケートの質問内容	<ul style="list-style-type: none">● タンク余力の判定に用いるリスク容量の詳細（余力判定に用いる評価単位）<ul style="list-style-type: none">➢ 設定しているリスク容量➢ リスク容量の設定根拠となるリスクファクター➢ リスク容量の算定方法

リスク容量の設定状況（1）：リスク容量の大きさのばらつき

- タンク容量に占める物理的利用不可上下限、リスク容量（需要増・減リスク、原料供給途絶リスク等）の割合は、基地・エリア平均でそれぞれ15%、28%であり、利用可能容量の平均は57%である。
- 基地・エリア毎で設定されているリスク容量等にはばらつきがあることが明らかとなった。

タンク容量の内訳（基地・エリア別）



*電力：電力会社 ガス：ガス会社 その他：石油会社、共同基地等

リスク容量の設定状況（２）：リスク容量の区分のばらつき

- 複数のリスク容量を一体で管理する、特定のリスク容量は見込まないなどリスク容量の区分の設定方法には基地・エリアごとの違いがみられる。

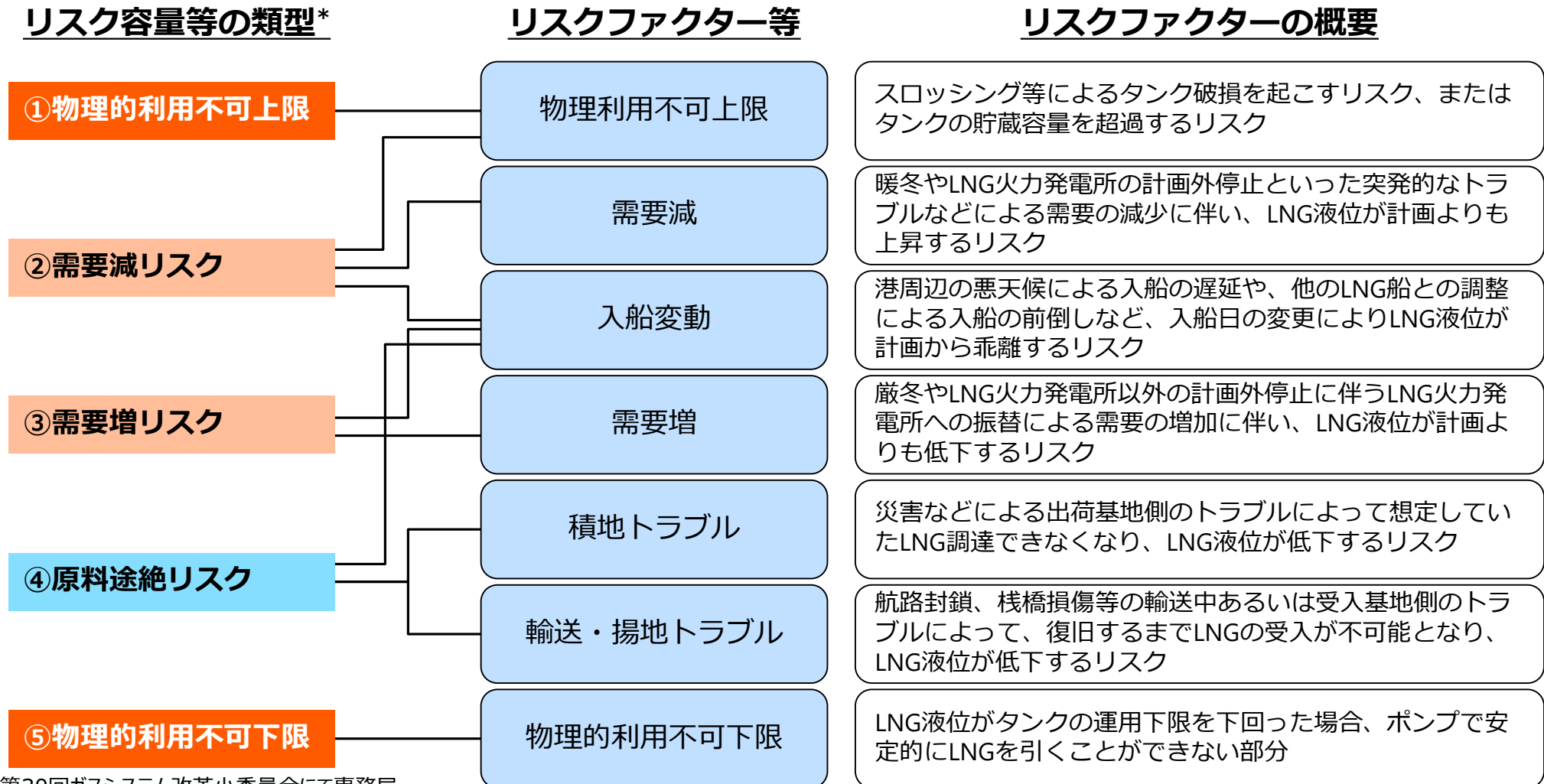
リスク容量等の区分に関する設定方法例

リスク容量等の区分	事業者A	事業者B	事業者C	事業者D
①物理的利用不可上限	○	○	○	○
②需要減リスク	○	一体にして 設定	○	○
③需要増リスク	一体にして 設定	一体にして 設定	○	季節に よって変動
④原料途絶リスク	一体にして 設定	○	×	○
⑤物理的利用不可下限	○	○	○	○

○：リスク容量を設定 ×：リスク容量を設定せず

リスク容量の設定状況（3）：リスク容量に見込むファクターのばらつき

- リスク容量に織り込む要因（以下、リスクファクター）は下記のように整理でき、どのリスクファクターを見込むかは基地・エリアによって異なっている。



*第30回ガスシステム改革小委員会にて事務局より示されたものを例示

リスクファクター①：物理的利用不可上限（1）概要

- 物理的利用不可上限については、スロッシング等によるタンク破損を起こすリスク、またはタンクの貯蔵容量を超過するリスクを回避する観点から必要な容量が設定されている。
- 全基地・エリアがスロッシングに関するリスクファクターをリスク容量に織り込んでいるが、それ以外のリスクファクターを織り込むかどうかは基地・エリアによって異なる。

物理的利用
不可上限

需要減

入船変動

需要増

積地
トラブル

輸送・揚地
トラブル

物理的利用
不可下限

リスクファクターの概要

- ◆ 下記のようなリスク現象の発生を防止するために空き容量を設定
 - ① スロッシング（タンク容器内のLNGが外部からの振動（地震等）によって揺動すること）により、タンク上部にLNGが接触し損傷
 - ② ロールオーバー（密度の異なるLNGの混合の際に、2種類のLNGが混合されず層状化し、その後の急激な層境界の破壊に伴うBOG*の発生によりタンク内の圧力が上昇すること）によるタンク損傷
- ◆ LNG性状による受入制約があるタンクがある場合や、受入/払出タンクを分けて運用している場合においても、タンクの貯蔵容量を超過して運用しないように空き容量を設定

リスク容量の算定方法

- ◆ スロッシングに関するリスクファクターは全基地・エリアがリスク容量に織り込んでいる
- ◆ それ以外のリスクファクターを織り込むかどうかは基地・エリアによって異なる

考慮している基地・エリア

- ◆ 全基地・エリア

リスク容量の割合

1.0%～20.0%
(平均7.5%)

*BOG（ボイルオフガス）：LNGのような低温液体を輸送・貯蔵している際に、外部からの入熱により気化するガス

リスクファクター①：物理的利用不可上限（2）設定方法例

- 物理的利用不可上限の容量の大きさがばらつく要因の一つとして、スロッシングを除く他のリスクファクターを見込む方法が基地・エリアごとで異なることが考えられる。

	設定方法例	リスク容量の割合
例1	当該基地では機能別（受入/貯蔵）でタンクを運用しており、貯蔵タンクにはLNGを受入れるための配管が接続されていないためLNG船からの受入が不可能であり、また、受入タンクから貯蔵タンクへの払出や移送はLNG船から受入タンクへの受入が完了するまで行うことができない。このような貯蔵タンクの受入制約の影響を考慮するため、LNG船から受入タンクへの受入中に発生しうる貯蔵タンクの空き容量（=当該期間の最大払出量）を物理的利用不可上限の中に織り込んでいる	6.8% （スロッシングリスクへの対応分は別途設定）
例2	運用停止中のタンクを1基所有しており、当該タンクの容量をすべて物理的利用不可上限に織り込んでいる	19.0% （スロッシングリスクへの対応分含む）
例3	当該基地では、低液位（在庫量を物理的利用不可下限付近まで引き下げた状態）でLNGの受入を行うことで、異なる密度のLNGの層状化を防ぎ、ロールオーバー発生リスクを低減している。他方、低液位から1隻の受入を行っても在庫量はタンク上限に至らず、一定の空き容量が生じることになるが、先述した事情からこれ以上の受入は不可能なため、当該空き容量を物理的利用不可上限に織り込んでいる	20.0% （スロッシングリスクへの対応分含む）

リスクファクター②：需要減（1）概要

- 需要減に伴うLNG液位上昇に備えて多くのガス製造事業者はバッファとなる空き容量を確保している。
- 需要減に関しては、①恒常的に発生する需要変動、②暖冬等の季節要因による需要変動、③発電所関連の突発的なトラブルといったリスクファクターに細分化でき、見込むリスクファクター、その算定方法は基地・エリアによって異なる。

物理的利用
不可上限

需要減

入船変動

需要増

積地
トラブル

輸送・揚地
トラブル

物理的利用
不可下限

リスクファクターの概要

- ◆ 下記のような需要減少要因によるタンク内のLNG液位上昇に備えて予め空き容量を確保する
 - ① 恒常的に発生する需要変動
 - ② 暖冬等の季節要因による需要変動
 - ③ 発電所関連の突発的なトラブル

リスク容量の算定方法（例）

- ① 恒常的に発生する需要変動
 - 数日程度の払出量
- ② 暖冬等の季節要因による需要変動
 - $\text{ピーク時期の想定平均払出量} \times \text{過去変動比率} \times 2\text{か月}$
 - $\text{月間払出量} \times 7.5\%^{*1} \times \text{DQT}^{*2}\text{調整期間} (2\sim 4\text{か月})$
- ③ 発電所関連の突発的なトラブル
 - 異常出水による水力発電所の出力増加に伴うLNG発電所の出力低下：日払出量の7%×5日分

考慮している基地・エリア

23エリア中18エリア

リスク容量の割合

0.8%～22.2%
(平均11.6%)

*1導管事業者から製造事業者に対して求められる調整力（ガスシステム改革小委員会参照）

*2LNGの年間契約数量に対して、LNG買主が削減出来る権利また数量

リスクファクター②：需要減（2）需要特性による設定方法の違い

- ①②③のどれを見込むかは需要特性によって異なる傾向があり、発電用途が主である基地・エリアは①恒常的に発生する需要変動を、ピーク期の需要変動が在庫管理に大きく影響するガス用途が主である基地・エリアは②暖冬等の季節要因による需要変動を、LNGガス火力以外にも発電所を保有し、発電所間で出力調整を行う基地・エリアは③発電所関連の突発的なトラブルを見込む場合が多い。

各リスクファクターを見込む基地・エリアの特徴

	設定している基地・エリア*	リスク容量の設定割合*
①恒常的に発生する需要変動	8基地・エリア（内7基地・エリアが 発電需要を主とする基地・エリア）	0.8%～15.0% （平均8.6%）
②暖冬等の 季節要因による需要変動	11基地・エリア（内6基地・エリアが ガス需要を主とする基地・エリア）	6.0%～22.2% （平均13.1%）
③発電所関連の 突発的なトラブル	異なる電源種別（水力、石炭等）の 発電所を有する5基地・エリア	3.0%～22.2% （平均9.4%）

*他リスクファクターとの重複設定あり

リスクファクター②：需要減（3）①恒常的に発生する需要変動

- ①恒常的に発生する需要変動に関するリスクは、恒常的に発生する需要変動に伴うLNG液位の上昇を吸収するために設定される。
- リスク容量の大きさがばらつく要因の一つとして、当該リスクの算定に用いる算定式、パラメータの設定、パラメータの数値の設定が基地・エリアによって異なることが挙げられる。

①恒常的に発生する需要変動に関するリスク容量の算定方法例

算定方法例

一定期間の払出量をリスクとして設定

○日間分の日平均払出量

年間払出計画値の△%

日平均払出量の○%×△日分

直近年度の月間払出量の計画値と実績値との差分の内、下方変動した月の平均値

◆ 基地・エリア毎に算定方法が異なる

✓ **算定式**：一定期間の払出量で評価するか計画値と実績値との差分で評価するか等

✓ **パラメータの設定**：計画値・実績値、日・月・年等

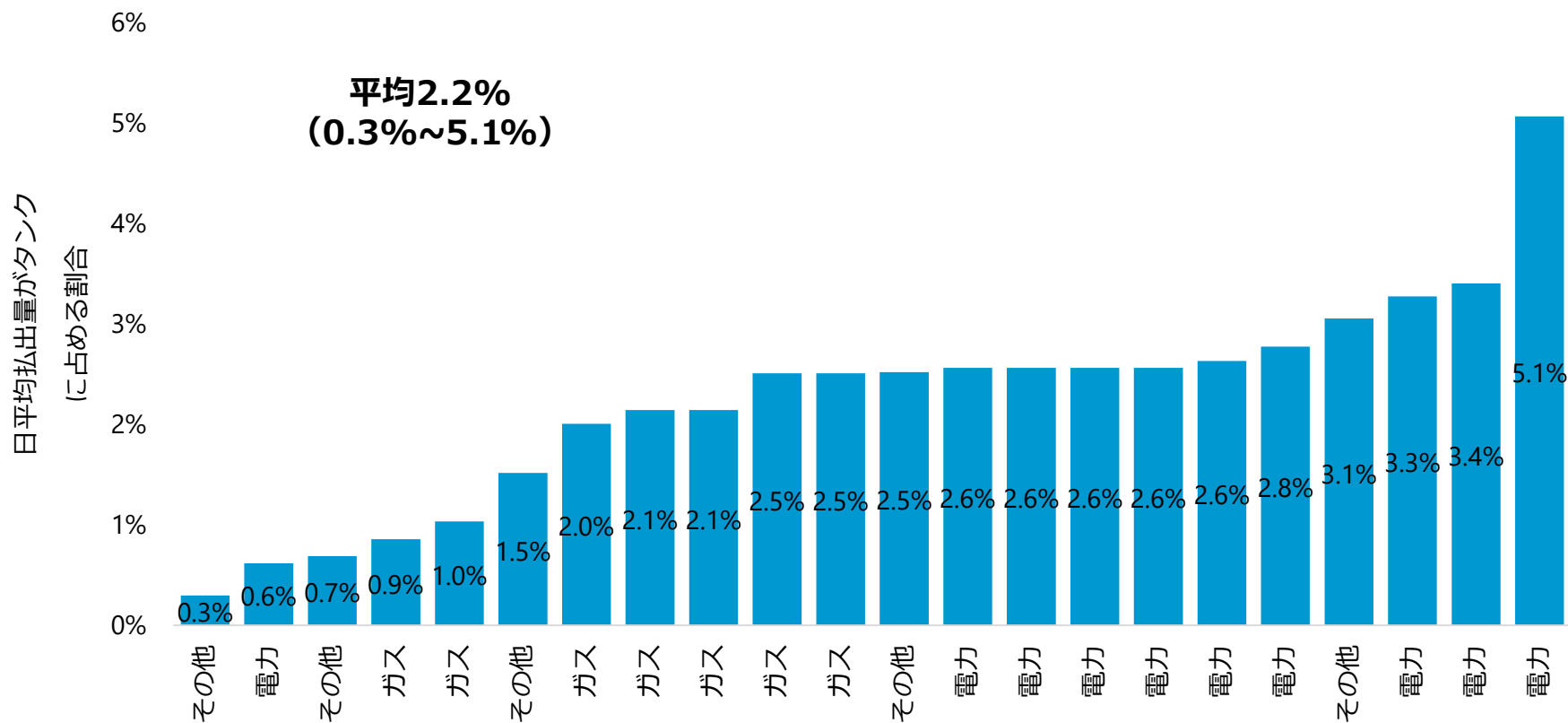
✓ **パラメータの数値の設定**：1日~4日等

(参考) 払出量によるリスク容量のばらつき

- 織り込むリスクファクターが同じであり、かつリスクの算定に用いる算定式、パラメータの設定、パラメータの数値の設定値が同一のものであったとしても、払出量の違いによってリスク容量の大きさにばらつきが生じる。

①恒常的に発生する需要変動に関するリスク容量の算定結果例

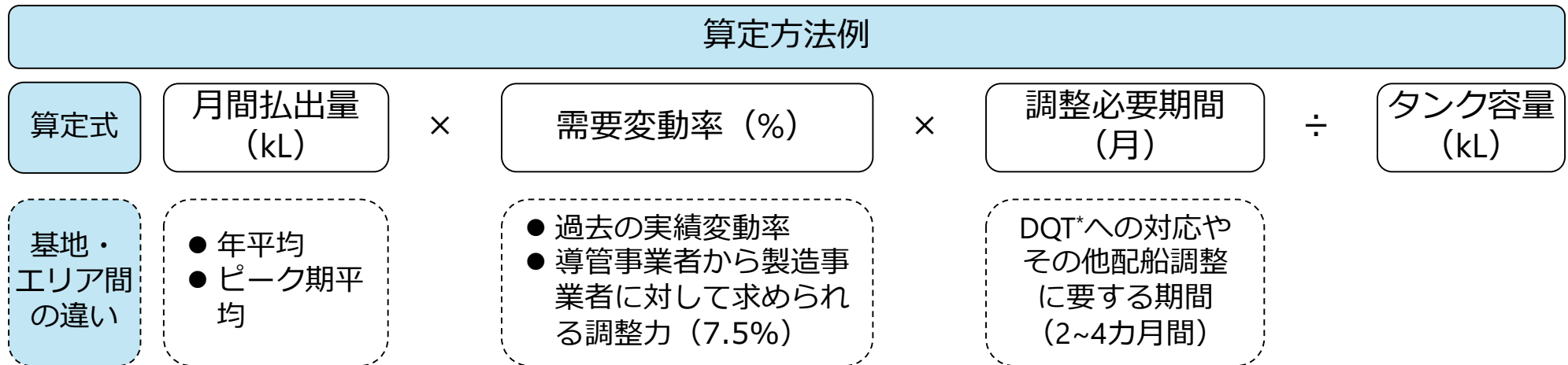
例) 1日間分の日平均払出量の場合



リスクファクター②：需要減（４）②暖冬等の季節要因による需要変動

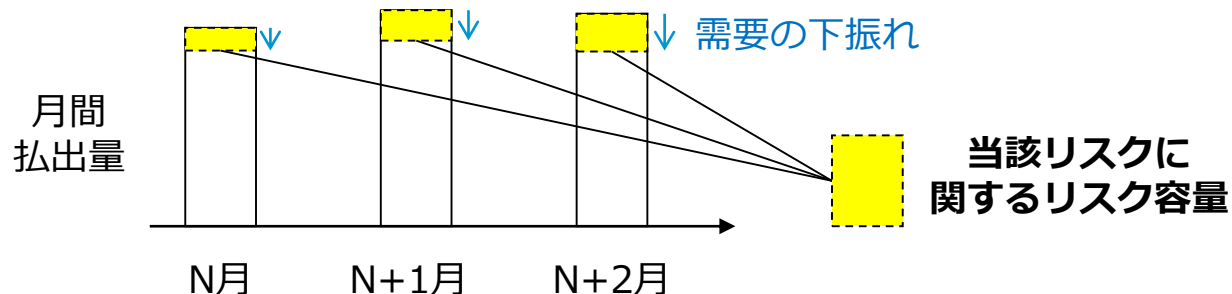
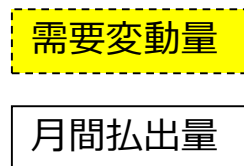
- ②暖冬等の季節要因による需要変動については、調整に必要な期間中の需要変動分を確保するためにリスク容量を設定している。
- リスク容量の大きさがばらつく要因の一つとして、算定に用いるパラメータ（払出量/需要変動率/調整必要期間）及びパラメータの数値の設定が基地・エリアによって異なることが挙げられる。

②暖冬等の季節要因による需要変動に関するリスク容量の算定方法例



*Downward Quantity Tolerance：LNGの年間契約数量に対して、LNG買主が削減出来る権利また数量、なお、期中にDQTを行使できる契約は少数

算定のイメージ



リスクファクター②：需要減（５）③発電所関連の突発的なトラブル等

- ③発電所関連のトラブル等に関するリスク容量の大きさのばらつきに発生する要因として、想定する事象が基地・エリアによって異なることが考えられる。

③発電所関連の突発的なトラブルに関するリスク容量の算定方法例

例1

需要先の発電事業者が所有する水力発電所において、洪水などに伴う異常出水が発生し、水力発電所の出力が想定外に増加してしまった場合、LNG火力発電所の出力を絞ることにより全体の出力調整を行うため、ガスの消費量が減少する

日平均払出量の
7%×5日分

例2

需要先の発電事業者が所有するLNG発電所において、設備不具合等が発生すると、LNG火力発電所でのガス消費が困難になるため、ガスの消費量が減少する

当該発電所における2週間分の払出量

リスクファクター③：需要増（1）概要

- 需要増に伴うLNG液位低下に備えて多くのガス製造事業者はLNGを備蓄しておくための容量を確保している。
- 需要増に関するリスクファクターは、①恒常的に発生する需要変動、②厳冬等の季節要因による需要変動、③発電所関連の突発的なトラブルといったリスクファクターに細分化でき、見込むリスクファクター、その算定方法は基地・エリアによって異なる。

物理的利用
不可上限

需要減

入船変動

需要増

積地
トラブル

輸送・揚地
トラブル

物理的利用
不可下限

リスクファクターの概要

- ◆ 下記のような需要増加要因によるタンク内のLNG液位低下に備えてLNGを備蓄するための容量を確保する
 - ① 恒常的に発生する需要変動
 - ② 厳冬等の季節要因による需要変動
 - ③ 発電所関連の突発的なトラブル

リスク容量の算定方法（例）

- ① 恒常的に発生する需要変動
 - 数日程度の払出量
- ② 厳冬等の季節要因による需要変動
 - ピーク時期の想定平均払出量×計画値とのかい離率（過去実績）×2カ月
 - 月間払出量×7.5%*×スポット調達に必要な期間（2～3か月）
- ③ 発電所関連の突発的なトラブル
 - 他発電所の稼働停止、出力低下に伴うLNG発電所の稼働、出力上昇：①②も包含して設定しているため詳細は不明

考慮している基地・エリア

23エリア中22エリア

リスク容量の割合

5.0%～27.0%
（平均13.8%）
※他のリスクファクターも包含した数値であることに留意

*導管事業者から製造事業者に対して求められる調整力（ガスシステム改革小委員会参照）

リスクファクター③：需要増（2）需要特性による設定方法の違い

- 需要減と同様、①②③のどれを見込むかは需要特性によって異なる傾向があり、発電を主たる需要と見込む基地・エリアは①を、ガスを主たる需要と見込む基地・エリアは②のリスクファクターを見込んでいる場合が多い。

各リスクファクターを見込む基地・エリアの特徴

	設定している基地・エリア*	リスク容量の設定割合*
①恒常的に発生する需要変動	12基地・エリア（内10基地・エリアが 発電需要を主とする基地・エリア ）	5.0%～27.0% （平均12.8%）
②厳冬等の季節要因による需要変動	10基地・エリア（内6基地・エリアが ガス需要を主とする基地・エリア ）	6.0%～22.2% （平均14.0%）
③発電所関連の突発的なトラブル	異なる電源種別（水力、石炭等）の発電所を有する1基地・エリア	22.2%

*他リスクファクターとの重複設定あり

リスクファクター③：需要増（3）①恒常的に発生する需要変動

- 需要減と同様、①恒常的に発生する需要変動に関するリスクは、恒常的に発生する需要変動に伴うLNG液位の低下に対応するために設定される。
- リスク容量の大きさがばらつく要因の一つとして、当該リスクの算定に用いる算定式、パラメータの設定、パラメータの数値の設定が基地・エリアによって異なることが考えられる。

①恒常的に発生する需要変動に関するリスク容量の算定方法例

算定方法例

一定期間の払出量をリスクとして設定

○日間分の日平均払出量

年間払出計画値の△%

日平均払出量の○%×△日分

直近年度の月間払出量の計画値と実績値との差分の内、上方変動した月の平均値

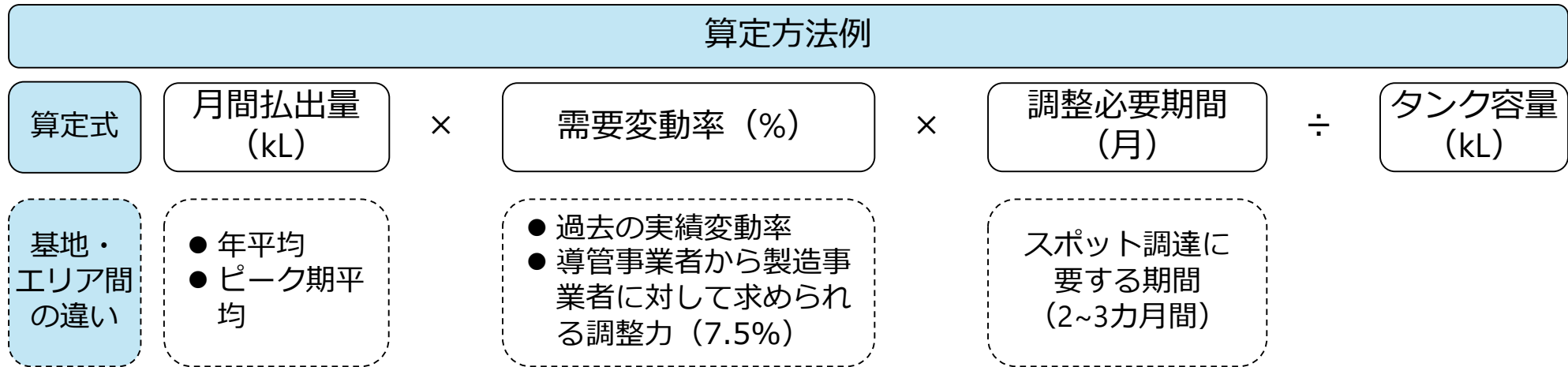
◆ 基地・エリア毎に算定方法が異なる

- ✓ **算定式**：一定期間の払出量で評価するか計画値と実績値との差分で評価するか等
- ✓ **パラメータの設定**：計画値・実績値、日・月・年、平均値・最大値等
- ✓ **パラメータの数値**：1日~3日等

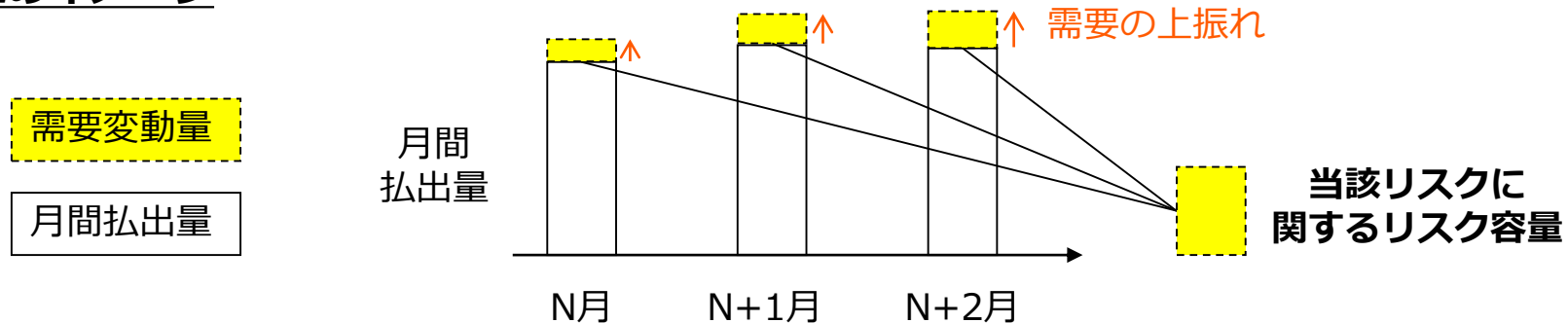
リスクファクター③：需要増（４）②厳冬等の季節要因による需要変動

- 需要減と同様、②暖冬等の季節要因による需要変動については、調整に必要な期間中の需要変動分を確保するためにリスク容量を設定している。
- リスク容量の大きさがばらつく要因の一つとして、算定に用いるパラメータ（払出量/需要変動率/調整必要期間）の数値設定が基地・エリアによって異なることが考えられる。

②厳冬等の季節要因による需要変動に関するリスク容量の算定方法例



算定のイメージ



リスクファクター④：入船変動

- 恒常的あるいは突発的に発生する入船日や受入量のズレに伴うLNG液位の変動に備えて、バッファとなる容量を確保している基地・エリアが多い。
- 当該リスク容量が全体の容量に占める割合は小さく、需要増リスク・需要減リスクといった他のリスクに包含している基地・エリアもある。

物理的利用
不可上限

需要減

入船変動

需要増

積地
トラブル

輸送・揚地
トラブル

物理的利用
不可下限

リスクファクターの概要

- ◆ 下記のような要因による計画とのずれを吸収するために製造事業者の中には、予めタンクのバッファを確保しているものもいる
 - ① 港周辺の悪天候による入船の遅延や、他のLNG船との調整による入船の前倒しによる受入時期の変動
 - ② 売主主導の受入直前の契約変更による、受入量の変動

リスク容量の算定方法（例）

- ◆ $\text{日平均払出量} \times (\text{過去実績の最大遅延日数 (9日)} + \text{入船日 (1日)})$
- ◆ 1~4日間の払出量
- ◆ 需要増減リスクや原料供給途絶リスクといった他のリスクファクターとまとめて算定している基地・エリアもある

考慮している基地・エリア

23エリア中17エリア

リスク容量の割合

2.0~7.0%
(他のリスクに包含されている場合が多く詳細は不明)

リスクファクター⑤：積地トラブル

- 出荷元で災害や機器トラブルが発生し原料の供給がストップする場合に備えて、自主的にLNGの備蓄を行っているガス製造事業者もいる。
- 各基地・エリアにて設定している備蓄に必要な設定日数は7～20日であり、基地・エリア毎にばらつきがみられるが、これは事業者の想定する調達先の差異が影響しているものと考えられる。

物理的利用
不可上限

需要減

入船変動

需要増

**積地
トラブル**

輸送・揚地
トラブル

物理的利用
不可下限

リスクファクターの概要

- ◆ LNG出荷元での災害や機器トラブルによって、想定していたLNGの調達ができなくなりガス供給が途絶する恐れがあることから、トラブル発覚後対応に要する期間、原料が途絶しないためのLNG備蓄を行っている製造事業者がいる
- ◆ 国産ガス田のトラブル時のバックアップとしてLNGの備蓄を行っている事業者もいる

リスク容量の算定方法（例）

- ◆ 日平均払出量×別の調達先からLNGを手配するまでにかかる期間（7～20日間*）

*各社想定する日数にばらつきがあるのは、調達先が異なるためである（マレーシアから調達するのかカタールから調達するのかで必要な航海日数が異なる）

考慮している基地・エリア

23エリア中3エリア

リスク容量の割合

8.4～24.0%
（他のリスクに包含されている場合が多く詳細は不明）

リスクファクター⑥：輸送・揚地トラブル

- 受入港湾にて航路封鎖や棧橋損傷といったトラブルが発生し原料の供給がストップする場合に備えて、自主的にLNGの備蓄を行っているガス製造事業者もいる。
- 封鎖解除、港湾の復旧にかかる期間として各基地・エリアは7~15日間で設定しており、なかでも10日間で想定する基地・エリアが多い。

物理的利用
不可上限

需要減

入船変動

需要増

積地
トラブル

**輸送・揚地
トラブル**

物理的利用
不可下限

リスクファクターの概要

- ◆ 航路封鎖、棧橋損傷等の受入基地側のトラブルによってガス供給が途絶する恐れがあることから、封鎖解除、港湾が復旧するまでに要する期間、原料が途絶しないためのLNG備蓄を製造事業者は行っている

リスク容量の算定方法（例）

- ◆ 日平均払出量×港湾の復旧にかかる期間（10日間）
- ◆ ピーク時期の日想定払出量×港湾の復旧にかかる期間（10日間）

考慮している基地・エリア

23エリア中8エリア

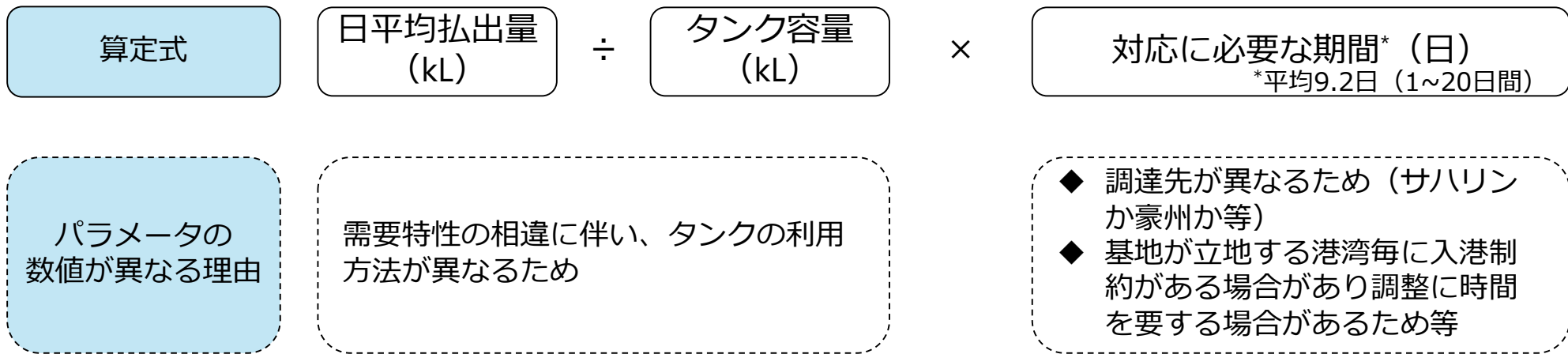
リスク容量の割合

8.0~24.0%
（他のリスクに包含されている場合が多く詳細は不明）

リスクファクター④⑤⑥：入船変動/積地トラブル/輸送・揚地トラブル

- リスクファクター④⑤⑥は原料途絶リスクとして見込まれることが多く、いずれも日平均払出量に対応に必要な期間（日）を乗ずることによって算定されている。
- リスク容量の大きさがばらつく要因の一つとして、日平均払出量、対応に必要な期間（日）といったパラメータの数値が基地・エリア毎に異なることが考えられる。

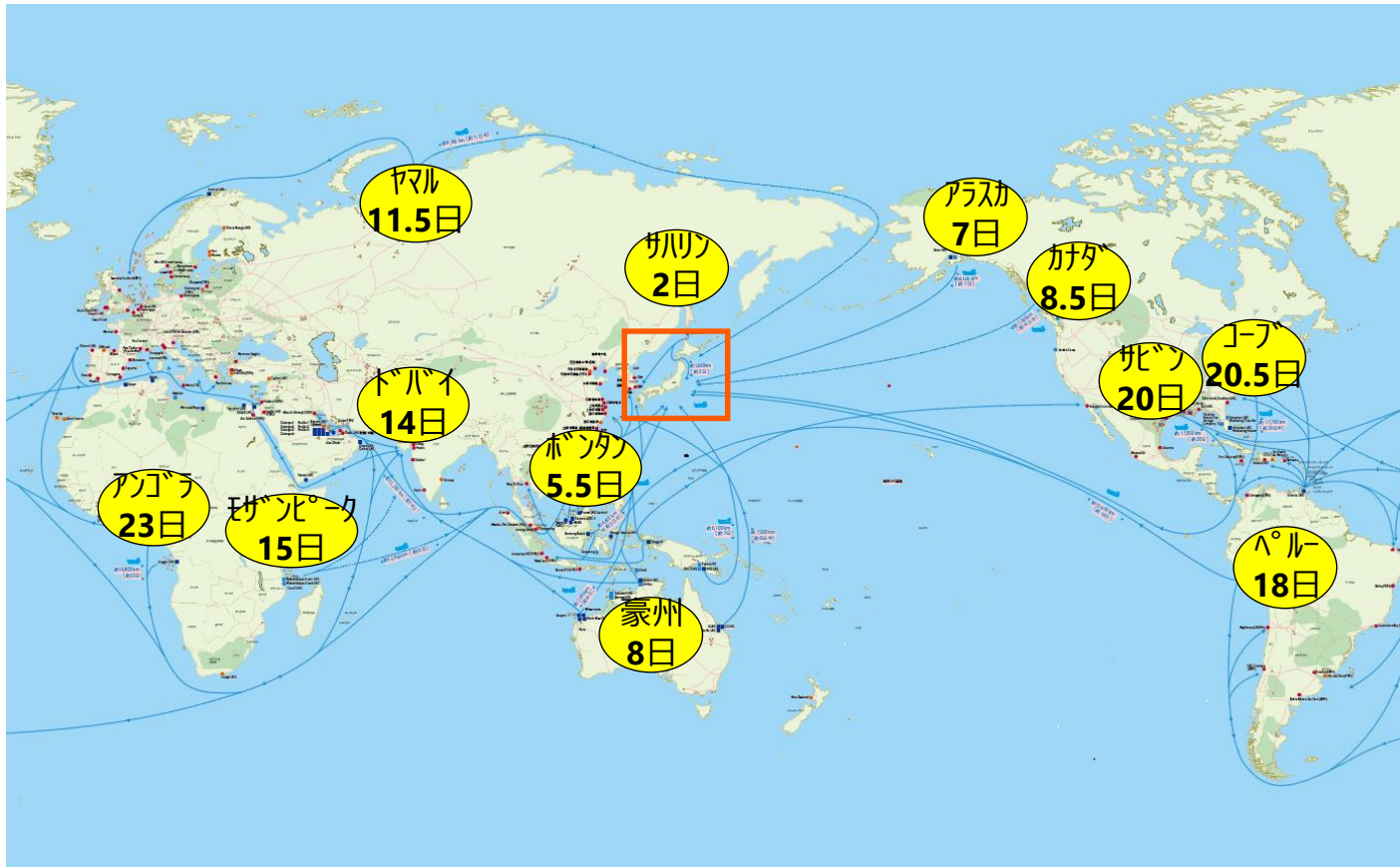
リスクファクター④⑤⑥の算定方法



(参考) LNG調達先の相違によるリスク容量のばらつき

- LNGの調達に要する日数は、調達する先によって異なっており、2日から20.5日のばらつきがある。

LNGの主な調達先と調達に要する日数



リスクファクター⑦：物理的利用不可下限

- タンク内の液位が一定水準を下回るとポンプによって安定的にLNGを取り出すことができなくなるため、ポンプでLNGを引くために最低限必要となるLNGをすべてのガス製造事業者は貯蔵している。
- ポンプから引くために最低限必要となるLNGの容量が基地・エリアごとに異なる要因の一つとして、タンクの形状、ポンプの性能によって異なることが考えられる。

物理的利用
不可上限

需要減

入船変動

需要増

積地
トラブル

輸送・揚地
トラブル

物理的利用
不可下限

リスクファクターの概要

- ◆ LNG液位がタンクの運用下限を下回った場合、ポンプで安定的にLNGを引くことができなくなることから、管理下限が設定されている

リスク容量の算定方法

- ◆ タンクの仕様に基づき各社算定
- ◆ リスク容量の数値にバラつきがあるのは、タンクの内径やポンプの性能によって確保すべき容量に違いが出るため*

*一般的にタンクは円柱状であり、タンク上部からポンプを注入してLNGを引き上げるため、同じ容量・形状のタンクであったとしても、ポンプの引く位置が異なると、設定すべきリスク容量の割合には差異が生じる

考慮している基地・エリア

- ◆ 全基地・エリア

リスク容量の割合

4.1%～14.7%
(平均9.2%)

アンケート結果のまとめと今後の進め方

- タンク余力を判定する上で重要な要因となるリスク容量の設定状況について調査を行った結果、リスク容量の大きさは各製造事業者で異なることが明らかになった。各製造事業者による下記項目の設定方法の差異が、リスク容量の大きさのばらつきに影響していると考えられるが、リスク容量の設定方法が合理的かどうかについては、リスク容量の大きさと過去のタンク貯蔵量の計画値及び実績値とを比較するなどして、引き続き確認を行っていくこととしたい。
 - ① リスク容量の区分
 - ② リスク容量に見込むリスクファクター
 - ③ リスクファクターの算定方法（算定式/パラメータの設定）
 - ④ リスクファクターの算定に用いるパラメータの数値
- また、タンクの大きさ、需要特性、原料の調達先等も基地・エリアごとに異なることから、こうした多様性に配慮しつつ、リスク容量の標準化の要否も含め検討を行っていくべきではないか。
- リスク容量の設定方法が合理的かどうかを判断することについては十分な検討が必要であり、一定の時間がかかることも予想される一方、2019年度の設備余力見通しの公表を2018年7月末までに行うこととされていることから、ガス製造事業者は、可能な改善を自主的に行うなどして、基地利用者の利便性向上を図っていくべきではないか。