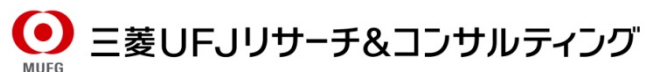


海外におけるインバランス料金等の送配電関連制度に関する研究会 第3回研究会 報告用資料

諸外国における送配電部門のアウトプット評価事例

平成30年12月3日



海外における自己評価事例から求められる
サービスレベルを探る
～イギリス、フランス、ドイツの場合～

イギリスの事例 (英TSO National Grid社、DNO UK Power Networks社)

National Grid社: パフォーマンスレポートの概要

- National Grid社では、2010年度以降毎年度、成果報告書として「National Electricity Transmission System Performance Report」を公表しており、アウトプットの達成状況について報告
- 当該報告書は、Ofgemなどの規制機関により策定・公開が義務付けられたものではない。ただOfgemが要求する利害関係者との対話の一環として実施されている(後述)。

安全性

- ・全ての法的要件、健康・安全要件(HSR)を遵守
- ・負傷災害発生率(IFR)は、0.12

環境性

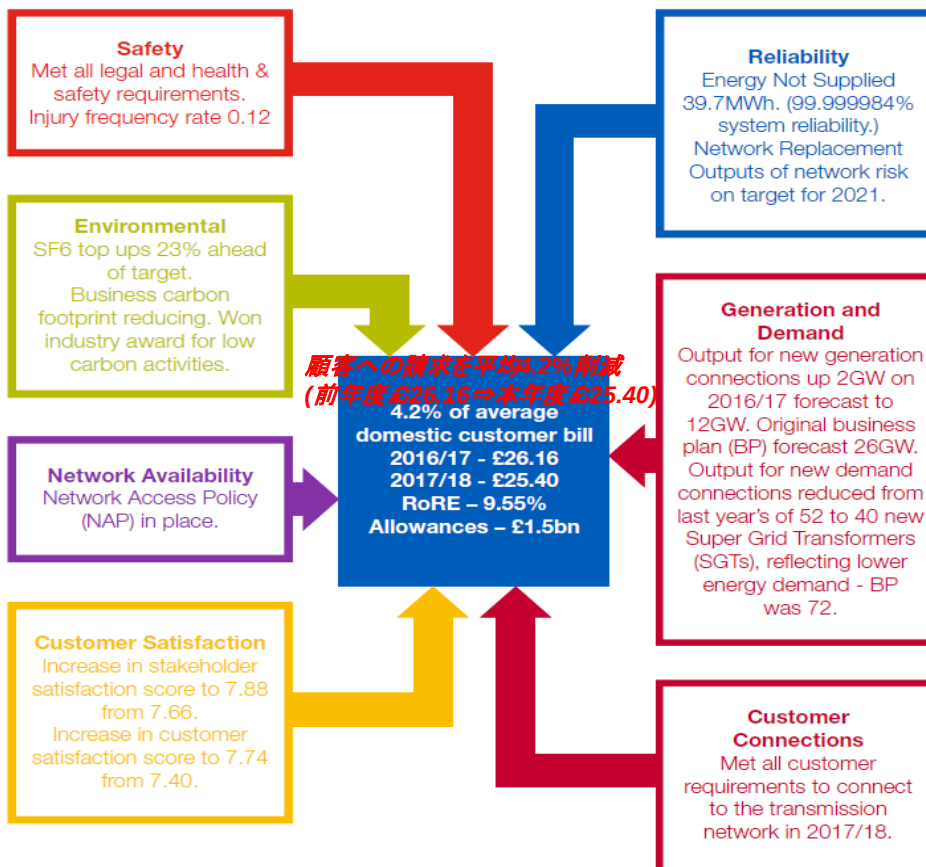
- ・SF6漏洩の削減目標量を23%超過達成
- ・Business carbon footprintを削減
- ・低炭素活動に関する産業賞を獲得

ネットワーク可用性

- ・ネットワークアクセスポリシーが設定

顧客満足度

- ・利害関係者満足度は、7.66から7.88へ改善
- ・顧客満足度は、7.40から7.74へ改善



信頼性

- ・非供給電力量(ENS)は 39.7MWh(99.999984%の系統信頼性)
- ・2021年に向けてネットワークリスクに係わる Network Replacement Outputsを設定

発電及び需要

- ・新規発電接続は、2016/17 予測を2GW上回り、12GWに達した。(当初の事業計画(BP)では26GW)
- ・新規需要接続に関して、新たなSuper Grid Transformers 導入は前年52件から40件へと減少

顧客接続性

- ・全ての需要家の系統接続に関する要件を充足

アウトプットの全体像

(出所)National Grid「National Grid Electricity Transmission - Our Performance 2017/18」

National Grid社：パフォーマンスレポート(2017/2018年度)

主要5分野における達成状況

- 主に安全性、顧客満足度、信頼性、接続性、環境性に関してアウトプットの達成状況を報告。
- これらに加え、コスト削減の取り組み状況についても言及(後述)。
- 主要5分野の評価項目は、英国の料金規制(RIIO)と紐づいたもの。

主要アウトプット5分野の達成状況(2017/2018年度)

項目	内容
安全性	■ 負傷災害発生率 (IFR: Injury frequency rate)による安全性パフォーマンス管理を実施 ⇒前年度0.13から0.12に改善
顧客満足度	■ <u>顧客満足度</u> : 前年度7.4から7.7に改善 ■ <u>利害関係者満足度</u> : 前年度7.66から7.88に改善
信頼性	■ <u>停電電力量(ENS: Energy not Supplied)</u> は39.7MWh(目標を87%超) ⇒99.999984%の系統信頼性
接続	■ 2018年1-6月の半年間に過去3年分と同量の新規申し込みを受ける等、大幅に接続依頼件数が増加。要求されたタイムフレーム内において接続合意を遂行
環境	■ 設備からのSF6(六フッ化硫黄)漏洩量: 前年11,000kgから9,615kgに削減 (目標削減量を23%超過達成)

(出所)National Grid「National Grid Electricity Transmission – Our Performance 2017/18」

National Grid社：パフォーマンスレポート(2017/2018年度)

参考：パフォーマンススコアカードの詳細①

安全性

(HSE関連規定の順守)

- 要件：公共、職員、契約先とのアクシデントリスクを減らすために、継続的にプロセスをレビュー
- RIIO目標値：全ての安全規則要件を遵守
- パフォーマンス推移：過年度を通じて達成

(安全性)

- 要件：IFR目標値を設定。0.12に改善
- RIIO目標値：RIIOにおける特定の目標値はなし
- パフォーマンス推移：契約先のIFRがやや増加したが、全体的には改善

信頼性及び可用性

(停電発生量を最小化)

- 要件：供給停止事例が5件発生。合計39.7MWhの停電発生量(ENS)であり、インセンティブスキームに基づき325万£の支払いを受ける
- RIIO目標値：316MWh
- パフォーマンス推移：過年度を通じて達成

非負荷関連のネットワーク代替アウトプット

- 要件：RIIO目標を遵守中。6億£の削減分を需要家とシェア
- RIIO目標値：RIIO T-1終了時のネットワークリスクレベルを遵守
- パフォーマンス推移：過年度を通じて達成

(供給途絶を最小化する重要資産の保護)

- 要件：2015年にプログラム実施に向け資金提供
- RIIO目標値：合意目標を実施
- パフォーマンス推移：過年度を通じて達成

アウトプット要件 RIIO目標値

パフォーマンス推移

Output requirement	RIIO target	2013/14 Performance	2014/15 Performance	2015/16 Performance	2016/17 Performance	2017/18 Performance	RIIO 8 year forecast (if applicable)
Safety							
Comply with Health & Safety Executive (HSE) legislation. We continually review our processes to reduce the risk of accidents to the public, our staff, and our contractors.	To meet all safety legislation requirements.			達成 			N/A
Safety While the RIIO target is compliance with relevant HSE legislation, we use Injury Frequency Rate (IFR), an industry standard measure of safety, to track our performance. The 2017/18 performance has marginally improved to 0.12 since 2016/17.	There is no specific RIIO target.						
Reliability and availability							
Minimise how much electricity is lost to our customers because of failures to the assets on our network. There were 5 Loss of Supply incidents in 2017-18, of which 3 were incentivised. This totalled 39.7MWh of estimated energy not supplied. This performance resulted in an incentive scheme payment to NGET of £3.25m.	We have an incentive to minimise "energy not supplied" against an annual neutral point of 316MWh.						
Non-load related network replacement outputs							
We are on track to meet the RIIO target. Delivery is costing less than allowances and we are sharing over £600m savings with customers.	Compliant with network risk level at end of RIIO-T1			達成 			
Protect our critical assets to minimise disruption. We're investing to deliver the programme agreed in 2015.	Agreed programme of work to be delivered			達成 			

赤-年間アウトプット目標を達成出来ず、かつ8年間のアウトプット目標未達が予想されるもの。

アンバー-年間アウトプット目標を達成出来なかったが8年間のアウトプット目標達成が見込まれるもの、または年間アウトプット目標を達成したが8年間のアウトプット目標では失敗するリスクがあるもの。

緑-年間アウトプット目標を達成し、かつ8年間のアウトプット目標達成も見込まれるもの。

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

National Grid社：パフォーマンスレポート(2017/2018年度)

参考：パフォーマンススコアカードの詳細①

安全性

(HSE関連規定の順守)

- 要件：公共、職員、契約先とのアクシデントリスクを減らすために、継続的にプロセスをレビュー
- RIIO目標値：全ての安全規則要件を遵守
- パフォーマンス推移：過年度を通じて達成

(安全性)

- 要件：IFR目標値を設定。0.12に改善
- RIIO目標値：RIIOにおける特定の目標値はなし
- パフォーマンス推移：契約先のIFRがやや増加したが、全体的には改善

信頼性及び可用性

(停電発生量を最小化)

- 要件：供給停止事例が5件発生。合計39.7MWhの停電発生量(ENS)であり、インセンティブスキームに基づき325万£の支払いを受ける
- RIIO目標値：316MWh
- パフォーマンス推移：過年度を通じて達成

非負荷関連のネットワーク代替アウトプット

- 要件：RIIO目標を遵守中。6億£の削減分を需要家とシェア
- RIIO目標値：RIIO T-1終了時のネットワークリスクレベルを遵守
- パフォーマンス推移：過年度を通じて達成

(供給途絶を最小化する重要資産の保護)

- 要件：2015年にプログラム実施に向け資金提供
- RIIO目標値：合意目標を実施
- パフォーマンス推移：過年度を通じて達成

アウトプット要件 RIIO目標値

パフォーマンス推移

Output requirement	RIIO target	2013/14 Performance	2014/15 Performance	2015/16 Performance	2016/17 Performance	2017/18 Performance	RIIO 8 year forecast (if applicable)																								
Safety																															
Comply with Health & Safety Executive (HSE) legislation. We continually review our processes to reduce the risk of accidents to the public, our staff, and our contractors.	To meet all safety legislation requirements.			達成 			N/A																								
Safety While the RIIO target is compliance with relevant HSE legislation, we use Injury Frequency Rate (IFR), an industry standard measure of safety, to track our performance. The 2017/18 performance has marginally improved to 0.12 since 2016/17.	There is no specific RIIO target.	Inquiry Frequency Rate, IFR <table border="1"><caption>Inquiry Frequency Rate, IFR Data</caption><thead><tr><th>Year</th><th>Employee</th><th>Contractor</th><th>Combined</th></tr></thead><tbody><tr><td>2013/14</td><td>0.06</td><td>0.21</td><td>0.13</td></tr><tr><td>2014/15</td><td>0.14</td><td>0.18</td><td>0.15</td></tr><tr><td>2015/16</td><td>0.03</td><td>0.15</td><td>0.09</td></tr><tr><td>2016/17</td><td>0.08</td><td>0.16</td><td>0.13</td></tr><tr><td>2017/18</td><td>0.04</td><td>0.23</td><td>0.11</td></tr></tbody></table>						Year	Employee	Contractor	Combined	2013/14	0.06	0.21	0.13	2014/15	0.14	0.18	0.15	2015/16	0.03	0.15	0.09	2016/17	0.08	0.16	0.13	2017/18	0.04	0.23	0.11
Year	Employee	Contractor	Combined																												
2013/14	0.06	0.21	0.13																												
2014/15	0.14	0.18	0.15																												
2015/16	0.03	0.15	0.09																												
2016/17	0.08	0.16	0.13																												
2017/18	0.04	0.23	0.11																												
Reliability and availability																															
Minimise how much electricity is lost to our customers because of failures to the assets on our network. There were 5 Loss of Supply incidents in 2017-18, of which 3 were incentivised. This totalled 39.7MWh of estimated energy not supplied. This performance resulted in an incentive scheme payment to NGET of £3.25m.	We have an incentive to minimise "energy not supplied" against an annual neutral point of 316MWh.	Energy Not Supplied (MWh) 達成 <table border="1"><caption>Energy Not Supplied (MWh) Data</caption><thead><tr><th>Year</th><th>Neutral Point</th><th>Actual ENS (MWh)</th></tr></thead><tbody><tr><td>2013/14</td><td>316</td><td>130</td></tr><tr><td>2014/15</td><td>316</td><td>10</td></tr><tr><td>2015/16</td><td>316</td><td>10</td></tr><tr><td>2016/17</td><td>316</td><td>10</td></tr><tr><td>2017/18</td><td>316</td><td>40</td></tr></tbody></table>						Year	Neutral Point	Actual ENS (MWh)	2013/14	316	130	2014/15	316	10	2015/16	316	10	2016/17	316	10	2017/18	316	40						
Year	Neutral Point	Actual ENS (MWh)																													
2013/14	316	130																													
2014/15	316	10																													
2015/16	316	10																													
2016/17	316	10																													
2017/18	316	40																													
Non-load related network replacement outputs																															
We are on track to meet the RIIO target. Delivery is costing less than allowances and we are sharing over £600m savings with customers.	Compliant with network risk level at end of RIIO-T1			達成 																											
Protect our critical assets to minimise disruption. We're investing to deliver the programme agreed in 2015.	Agreed programme of work to be delivered			達成 																											

赤-年間アウトプット目標を達成出来ず、かつ8年間のアウトプット目標未達が予想されるもの。

アンバー-年間アウトプット目標を達成出来なかったが8年間のアウトプット目標達成が見込まれるもの、または年間アウトプット目標を達成したが8年間のアウトプット目標では失敗するリスクがあるもの。

緑-年間アウトプット目標を達成し、かつ8年間のアウトプット目標達成も見込まれるもの。

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

National Grid社: パフォーマンスレポート(2017/2018年度)

参考: パフォーマンススコアカードの詳細②

系統運用者(SO)インセンティブ

(風力発電量予測の正確性)

- 要件: 再生可能発電量の予測正確性に基づき、年間300万を上限とするインセンティブが存在。本年度の実績値は目標を下回り、25万のペナルティが適用
- RIIO目標値: 2015/2016年度の正確性目標は、夏季において±3.5%、冬季において±4.25%
- パフォーマンス推移: 2015/2016年度以降、目標値を下回る年度が継続

(送電系統の需給バランス)

- 要件: 系統需給に係わる費用は、目標値より1.53億を削減。このうちNG社のシェアは10%に相当する1,530万に相当(上限値: 1,000万が適用)。残りは1.43億は需要家に還元され、請求分が削減
- RIIO目標値: 設定目標は年々変化
- パフォーマンス推移: 2017/2018年度は大きく超過達成

環境便益

(GHG排出量削減: SF6)

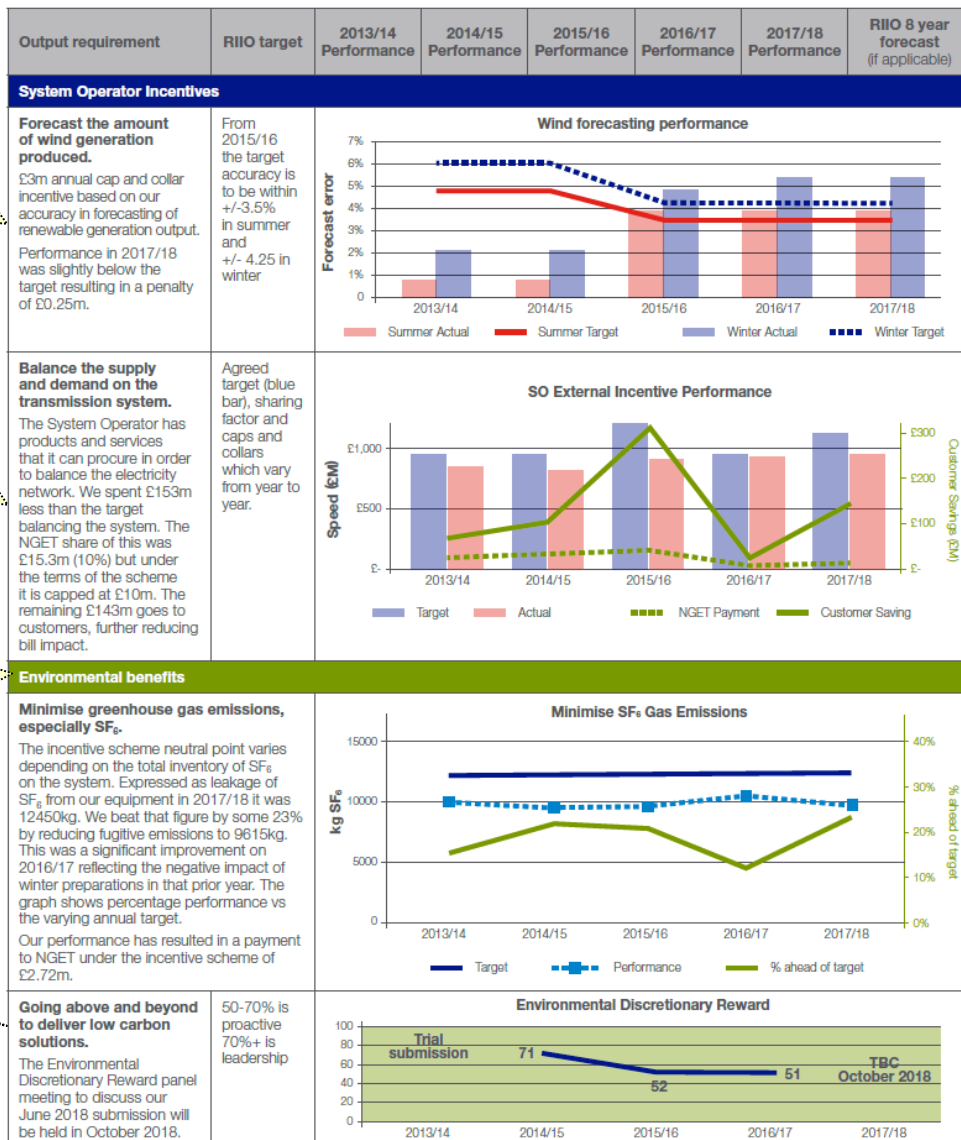
- 要件: 2017/2018年度はSF6排出目標12,450kgに対し、排出実績は9,615kg。この削減に基づき272万のインセンティブ支払い
- パフォーマンス推移: 過年度を通じて達成

(低炭素ソリューション)

- 要件: 環境裁量報酬パネル会議(EDR)にて、裁量的報酬について検討中。

アウトプット要件 RIIO目標値

パフォーマンス推移



National Grid社：パフォーマンスレポート(2017/2018年度)

参考：パフォーマンススコアカードの詳細③

顧客及び利害関係者

(利害関係者参加インセンティブ)

- 要件：利害関係者によるエンゲージメント状況。2017/2018年度は5.1と大きく低下
- RIIO目標値：利害関係者参加スコア 4.0
- パフォーマンス推移：過年度を通じて達成

(顧客満足度及び利害関係者満足度)

- 要件：顧客満足度及び利害関係者満足度の独立調査を委託。顧客満足度及び害関係者ともに目標を達成
- RIIO目標値：顧客満足度 6.9、利害関係者満足度 7.4
- パフォーマンス推移：過年度を通じて目標を達成

顧客接続性

(顧客接続)

- ライセンス義務にて、顧客からのオファーを90日以内に送付。100%達成したが更なる早期化に向け努力

(新規発電事業者のネットワーク接続)

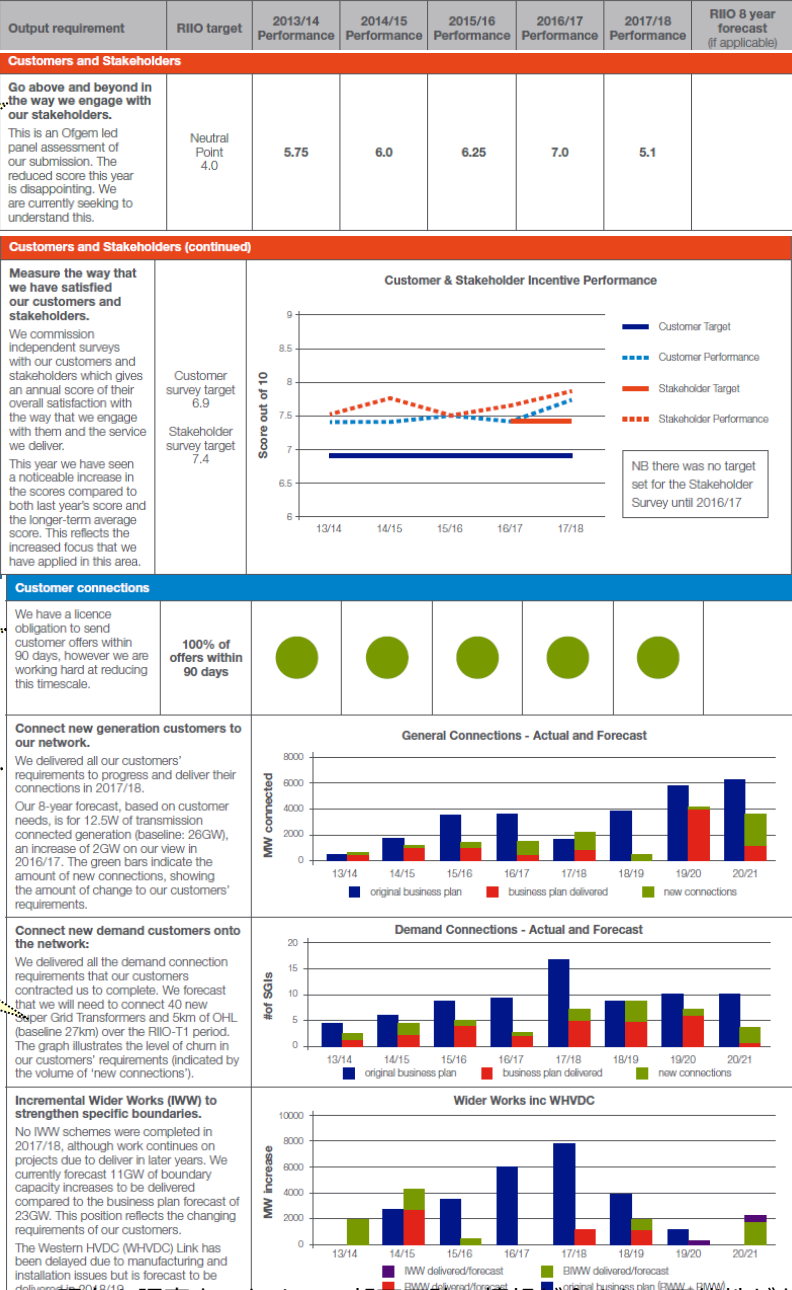
- 要件：新規発電接続は、2016/17予測を2GW上回り、12GWに達した。(当初の事業計画(BP)では26GW)

(新規需要者のネットワーク接続)

- 要件：新規需要接続に関して、新たなSuper Grid Transformers導入は前年52件から40件へと減少

(追加的拡張計画(IWW))

- 要件：2017/2018年度はIWWは実施されず。

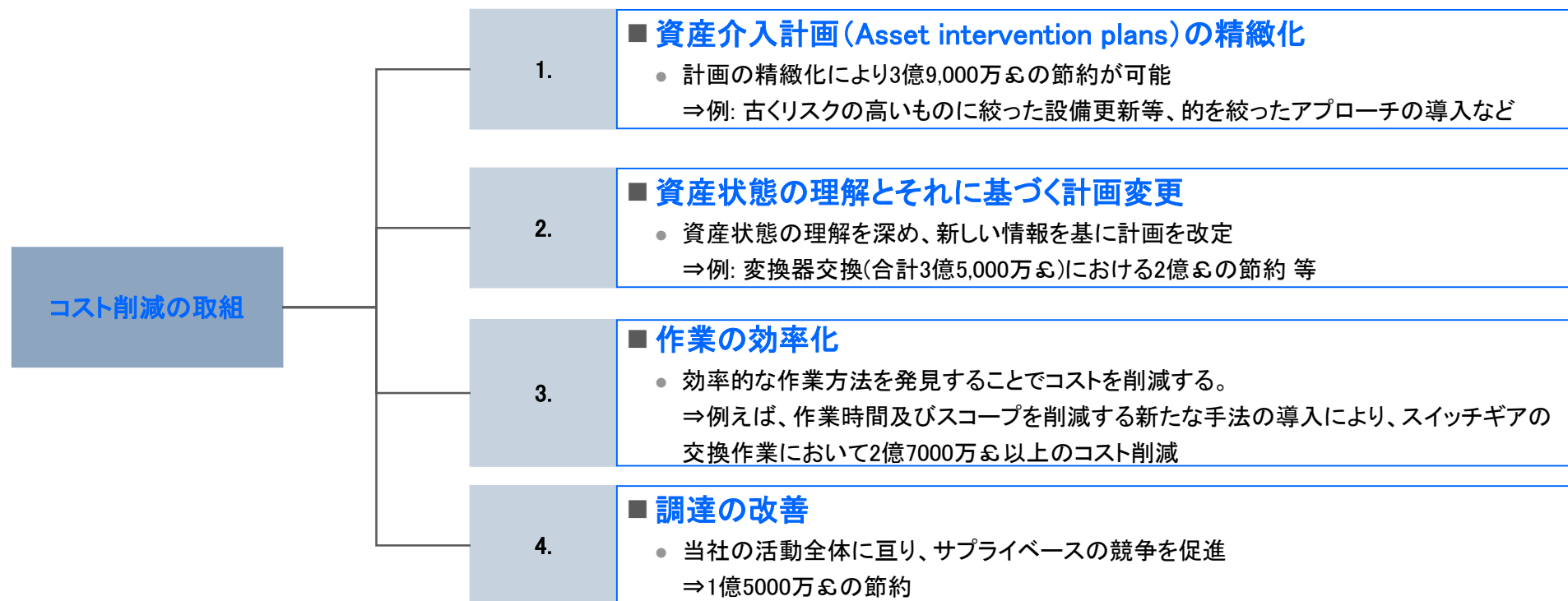


※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

National Grid社：パフォーマンスレポート(2017/2018年度)

コスト及び収益への影響

- レポートでは、コスト削減の取組状況等についても言及している。
- 具体的には、National Grid社はRIIO-T1期間中にネットワークインフラに対し85億ポンド超の投資を行うとしているところ、これら投資を通じたアウトプット改善により費用削減を顧客と共有するとしており、RIIO-T1期間中に6億ポンドの削減を見込んでいるとの説明。費用削減を実現した主要エリアとしては、以下が掲げられている。
⇒①資産介入計画の精緻化、②資産状況の理解、③作業の効率化、④調達の改善などを通じて実現



コスト削減における主要4分野

National Grid社：パフォーマンスレポート(2017/2018年度)

コスト及び収益への影響

CAPEXパフォーマンス(負荷関連／非負荷関連)

負荷関連の CAPEXパフォーマンス

- 負荷関連投資については、8年間で33億3,000万£の支出見込
⇒前年度38億4,900万£に比べて5億1,900万£の削減
- これに対応して引当金(Allowance)も前年比2億2,600万£減少して39億2,100万£
⇒引当金変更は、主にRIIO-T2最初の2年間における顧客接続数予測の更新を反映させたもの
- RIIO-T1全体での引当金と支出の差異は5億9,100万£と予測
⇒顧客ニーズの変化による影響が大きい。契約発電量及び需要接続数に起因し、これらに関連するより広範な作業に伴って発生

非負荷関連の CAPEXパフォーマンス

- 非負荷関連作業では、引当金54億2,300万£に対して41億3,400万£の投資を予想。12億8,900万£(24%)の節約。
- 昨年の予想に比べてさらに1億2,300万£削減

OPEXパフォーマンス

OPEXパフォーマンス

- 送電所有者(TO)Opexは引当金2億6,500万£に対し2億7,900万£。1,400万£の超過
⇒業務支援費用やプロパティマネジメント活動費用の増加が、HSEコストやメンテナンスコスト、事業変革活動コストの低減と比して大きかったことによるもの
- SO管理可能コストは1億1,900万£の引当金に対し1億1,940万£(前年度1億1,1900万£)

SO及びTO全体のRIIO T1期間の総支出予測は117億2,000万£。予測引当金135億6,000万£に対して18億4,000万£のコスト削減である。

(出所)National Grid「National Grid Electricity Transmission - Our Performance 2017/18」

National Grid社：～顧客満足度調査及び利害関係者満足度調査

- Ofgemは、National Grid社に対して顧客とステークホルダーそれぞれに対し年1回のサーベイ実施を要求。これを受けNational Grid社は、顧客満足度インセンティブとステークホルダー満足度インセンティブを毎年実施・公表。
 - ⇒「サーベイは1から10の間で点数を付ける方式
 - ⇒顧客及びステークホルダーから受け取った総満足度スコアは、当社の年間収益の+/- 1%に相当するリワードまたはペナルティに換算
- 前述のパフォーマンスレポートには、当該結果も記載されている。

Electricity Customer survey

Survey areas

Our Electricity Customer survey is split into several survey areas focusing on our business's key interactions with our customers. These survey areas include Electricity Connections, Charging, Market Change, Settlements and our control rooms

2017/18 overall
satisfaction

7.74

Electricity Stakeholder survey

Survey areas

Our Electricity Customer survey is split into several survey areas focusing on our business's key interactions with our customers. These survey areas include Business Development, Contracts, Visual Impact Provisions, Future Energy Scenarios and the TNCC. In 2017/18 we had no Electricity Major Projects at a stage appropriate to survey.

2017/18 overall
satisfaction

7.88

顧客満足度調査の概要

(出所)National Grid - Customer and Stakeholder Satisfaction Score Summary - 2017/18

National Grid社～利害関係者との対話①

- National Grids社は、利害関係者によるエンゲージメント状況について「Stakeholder Engagement Incentive Scheme Submission」として、活動内容及び結果について報告
⇒ガバナンス体制や優先順位等を含むステークホルダーエンゲージメント戦略を立案・更新。

National Grid社「Stakeholder Engagement Incentive Scheme Submission」

- AA1000 Stakeholder Engagement Standard(以下AA1000SES)に基づいたステークホルダーエンゲージメントを実施。その内容及び結果について取り纏め、公表している。
➢ AA1000SESを開発したAccount Abilityによる監査・評価を受け、その成熟度はAdvanced stage(上級)と認定された。

エンゲージメント活動の費用及び効果

エンゲージメント活動	費用	結果	Stakeholder priority
ステークホルダーの意見をより体系的に聞く	20,000 ㊦(ワークショップ3回とオンライン相談)	・ ワークショップ費用の80,000 ㊦の節約	・ 金銭的価値(value for money)の提供 ・ 透明で働きやすい
充電オプション(Chargin options)	18,000 ㊦(社内資源)	・ 年間75,000トン以上のCO2削減の可能性(100台当たり) ・ 電気自動車の利用促進	・ 必要な時に電力が供給されるように、信頼できるネットワークを提供する。 ・ 未来のエネルギーシステムに向けて継続的に移行できるようにする
より高速な接続のためのネットワークの操作	無視できる(社内資源)	・ グリッドに接続する小型発電機(自然エネルギーを含む)の効率的な接続プロセス。低炭素目標の達成に寄与	・ 電力網への接続・利用を容易にする ・ 必要な時に電力が供給されるように、信頼できるネットワークを提供する。 ・ 金銭的価値の提供 ・ 透明で働きやすい
合同スプリント(Joint sprint)	9,000 ㊦(社内資源)	・ 合同スプリント事象によるシステム・プランニング・アプローチ全体の結果としての消費者への費用便益	・ 金銭的価値の提供 ・ 透明で働きやすい ・ 電力網への接続・利用を容易にする
ステークホルダーの安全を守るための感謝	㊦1,500 (12ヶ月以上)	・ 当社ネットワークの日々の安全な運営を確保するために、一般の方々から寄せられたお問い合わせ	・ 必要な時に電力が供給されるように、信頼できるネットワークを提供する。 ・ 地域・環境への配慮 ・ ネットワークを安全に維持し、外部からの脅威からネットワークを保護する。
ネットワーク・レールの操作(Working with Network Rail)	無視できる(社内資源)	・ 国民の安全を守るためのセキュリティベストプラクティスの共有	・ 地域・環境への配慮 ・ 透明で働きやすい
最悪の事態への備え	7,000 ㊦(社内資源)	・ 重大インシデント発生時の供給途絶の最小化	・ ネットワークを安全に維持し、外部からの脅威からネットワークを保護する。 ・ 透明で働きやすい
ステークホルダー向けのオーダーメイド情報サービス	10,000 ㊦(ポータル開発)	・ お客さまが事業を運営しやすくするために	・ 透明で働きやすい
低炭素ネットワーク・イノベーション会議(LCNI)	無視できる(社内資源)	・ 1カ所でテストが可能な全ネットワークのコスト削減	・ 革新的であること ・ 透明で働きやすい

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

National Grid社～利害関係者との対話②

エンゲージメント活動の費用及び効果

エンゲージメント活動	費用	結果	Stakeholder priority
SF6管理と代替ガス	無視できる(エンゲージメント活動用)	・ 地球温暖化係数23,900⇒345CO2	・ 革新的であること ・ 地域・環境への配慮
技術課題解決のための協働	18,000 万(社内資源)	・ 再生可能エネルギー発電に接続するためのネットワーク上の最適な場所の特定	・ 電力網への接続・利用を容易にする ・ 革新的であること ・ 金銭的価値の提供
インクルージョンとダイバーシティのベストプラクティスの促進	無視できる(社内資源)	・ ベストプラクティスは、多様な従業員を引きつけ、維持するのに役立ちます。従業員は、私たちと最終的に	・ 透明で働きやすい
非営利部門に対する指導的助言	グッド・リーダーズ・プログラム、年間25,000 万	・ 社内資源研修費用16,000 万の節約 ・ 慈善事業費の減少	・ 地域・環境への配慮 ・ 金銭的価値の提供 ・ 透明で働きやすい
人々の生活をより良いものに変えるよう促す	10,000 万 per annum	・ インターン生の正規雇用率62% ・ 従業員のボランティアは、日々の仕事ではできないような形で、多くのビジネススキルを開発してきた。	・ 地域・環境への配慮 ・ 透明で働きやすい
Fresh Thinking for flood defences	無視できる(社内資源)	・ 200万 万から300万 万のコスト削減の可能性 ・ 消費者への安定した電力供給を維持するためのネットワークの強靱性の強化 ・ 環境サステナビリティ目標への貢献	・ 必要な時に電力が供給されるように、信頼できるネットワークを提供する。 ・ 金銭的価値の提供 ・ 革新的であること ・ 地域・環境への配慮 ・ ネットワークを安全に維持し、外部からの脅威からネットワークを保護する。
The Positive power of nature	26,000 万	・ 自然資本価値の35%の増加 ・ 地域環境の改善、野生生物・地域社会への貢献	・ 地域・環境への配慮 ・ 革新的であること ・ 金銭的価値の提供
景観回復	無視できる(社内資源)	・ 古代の森林5,448メートルの保護	・ 地域・環境への配慮 ・ 透明で働きやすい
Grid Line Magazine	27,000 万(1版あたり)	・ グランターの97%が国内の送電網をよりよく理解している	・ 地域・環境への配慮 ・ 透明で働きやすい
協力体制構築- HS2	無視できる(社内資源)	・ HS2自体の電気インフラで最大1億 万の貯蓄が確認された ・ Overhead Diversionの視覚的影響を最小限に抑えるためにHS2と連携する ・ 当社の設計を最適化することで顧客に5500万 万の節約 ・ HS2の建設計画を軌道に乗せるための作業の再段階化	・ 透明で働きやすい

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

出所: National Grid Electricity Transmission Stakeholder Engagement Incentive Scheme Submission

UK Power Networks社：パフォーマンスレポートの概要

- UK Power Networks社(以下UKPN社)は、3つの配電事業者(EPN社、LPN社、SPN社)の親会社。この3社に関するパフォーマンスレポートについて公表
- RIIO-ED1期間(2015～2023年)において77のコミットメントを掲げている。これらは、RIIO ED-1モデルに準拠した6つのアウトプットカテゴリ(①顧客満足度、②信頼性及び可用性、③環境性、④接続性、⑤安全性、⑥社会性)に分類
⇒コミットメントは、様々な利害関係者との意見交換に基づき設定
⇒コミットメントを含む事業計画の策定にあたっては、2,500回のオンラインコンサルテーション、1,700回の顧客支払意思インタビュー、12回のパネルセッションといった活動が実施

2017/2018年度の主なパフォーマンス

カテゴリ	主要指標	単位	EPN社	LPN社	SPN社	UKPN社
顧客満足度	Overall Broad Measure of Customer Satisfaction (BMOCS)	score out of 10	8.73	8.75	8.74	8.74
信頼性	Customer Interruptions	unweighted, including exceptional events	51.9	14	49.3	40.4
	Customer Minutes Lost		46.3	16.4	36.5	35.1
	Customer Interruptions	unweighted, excluding exceptional events	46.8	14	45.7	37.2
	Customers Minutes Lost		37.3	16.4	35.4	30.8
環境性	Environmental impact Business Carbon Footprint	(tCO2e)	29,721	16,137	18,569	64,427
接続性	Time to Quote	(LVSSA) days	7.2	5.7	5.8	6.5
	Time to Connect	(LVSSA) days	43.2	41	36.5	40.7
	ICE scheme penalties incurred	£m (2012/13 prices)	0	0	0	0
社会的義務	Individual stakeholder engagement & consumer vulnerability	score out of 10	7.25	7.25	7.25	7.25
安全性	Lost Time Incident Frequency Rate (LITFR)	LTI/100,000 hours worked	n/a	n/a	n/a	0.02
その他	Total innovation spend	£m (2012/13 prices)	3.05	2.68	2.41	8.14

(出所)UK Power Networks Business plan (2015 to 2023) Executive summary, Revised RIIO-ED1 Business Plan What's changed and why Summary for stakeholders, How you shaped our plans、UK Power Networks RIIO-ED1 Business Plan Commitment Report 2017/18

参考: UK Power Networks社：パフォーマンス詳細①

顧客満足度

- 14つのコミットメントが顧客満足度として分類
- 顧客満足度指標は、3社平均8.74

顧客満足度評価

Customer Satisfaction Scores				2017/18 Broad measure of customer satisfaction (weighted average across the regions)
	Power cuts	General Enquiries	Connections	
Eastern Power Networks	8.88	9.23	8.43	8.73
London Power Networks	8.77	8.84	8.70	8.75
South Eastern Power Networks	8.79	9.25	8.50	8.74

No.	Eight year RIIO-ED1 Output Commitment	2017/18 update	2017/18 status	2016/17 status
1	Improve performance of all UK Power Networks' DNOs in all components of the customer satisfaction survey, achieving an average overall performance of 8.3 for EPN and SPN and 8.1 for LPN over RIIO-ED1.	Our Customer Satisfaction Survey scores continue to improve and exceed the targets we set ourselves for RIIO-ED1. We have achieved scores out of ten of 8.73, 8.74 and 8.75 in Eastern Power Networks (EPN), South Eastern Power Networks (SPN) and London Power Networks (LPN) respectively.	●	●
2	On average, answer calls from customers within five seconds.	Further enhancements in our proactive communication to customers and the self service options available to customers has enabled us to deliver an average time to answer calls of 3.1 seconds, compared to 7.1 seconds last year.	●	●
3	Resolve 70% of all customer complaints within one day and 95% within 31 days.	Complaints performance continues to improve, with 76% of complaints now resolved on the first day, compared with 67% last year and 95% resolved in 31 days compared with 94% last year.	●	●
4	Contact 100% of customers within 24 hours to ensure any work they have requested has been completed to their satisfaction.	Each day we review all Connections and General Enquiries work that has been completed. We contact all these customers within 24 hours to check that the work they have requested has been completed to their satisfaction.	●	●
5	Get the lights back on for 90% of HV power cuts within two hours.	We restored power for 96% of high voltage (HV) power cuts within two hours, helping to minimise the impact of power cuts to our customers.	●	●
6	Provide multiple ways for customers to stay regularly updated on the estimated time for supply restoration and on any changes to the estimated time. As a minimum this will include phone, SMS text, Twitter and online.	Since the beginning of RIIO-ED1, our customers have had multiple channels available to them to stay up to date on the status of power cuts. These channels include phone, text messages, Twitter, Facebook, our online interactive map, web chat and we were the first to launch video chat and Facebook Messenger. Additionally, we are launching Sign Live for our deaf and hard of hearing customers and have also launched a new home page on our website which features a new power cut tracker.	●	●
7	Proactively contact 100% of registered vulnerable customers to offer support if they are without power.	When power cuts occur and we are made aware of the outage, we contact all registered vulnerable customers via our automated SMS and Voice message service, as well as with agent to customer proactive calls, which occur between 8am and 11pm. Proactive updates are provided to customers 24/7. We have more than 1.4m customers registered on our Priority Services Register.	●	●
8	Continue with our three Critical Friends Panels per DNO per annum.	Our enhanced stakeholder engagement programme, which is endorsed by our Critical Friends Panels, this year delivered nine Critical Friends Panels, three in each DNO, six roadshows, three focus groups, five forum meetings and three CEO Panel meetings.	●	●
9	Publish and review a UK Power Networks business plan update every year.	This document, the RIIO-ED1 Business Plan Commitment Report, includes an update to all our output commitments from our RIIO-ED1 business plan. In the Value for Money section, later in this report, you will find an update on our expenditure forecast for the remainder of RIIO-ED1.	●	●
10	Publish an annual strategic development statement for Central London.	We published our second update to the Central London Strategy covering the 2016/17 regulatory year which can be found here . We will publish an update covering the 2017/18 year in December 2018.	●	●
11	Review our economic assumptions with our Critical Friends Panels each year.	We discussed our economic assumptions with stakeholders at this year's Critical Friends Panels. In particular we sought our stakeholders views on both housing and GDP assumptions as well as the overall scenario framework.	●	●
12	Appoint an independent chairperson to our Critical Friends Panels.	Independent chairpersons were appointed to our Critical Friends Panel in August 2013 and will continue to chair the sessions throughout RIIO-ED1.	●	●
13	Hold a Distributed Generation forum annually.	We held four Distributed Generation forums in 2017/18: we held two ourselves, one was the National forum and the other was the Joint forum with SSE. Our engagement with these customers continues to help more low carbon generation to be connected to the UK energy system.	●	●
14	Continue to use our stakeholder feedback to improve our customer-facing business processes.	We use a "You said, we did" approach to our stakeholder feedback to ensure we track and implement the actions we agree with our stakeholders. Our stakeholder submission (which can be found here) gives details of all the improvements we have made to our business processes as a direct result of stakeholder feedback.	●	●

赤-年間アウトプット目標を達成出来ず、かつ8年間のアウトプット目標未達が見込まれるもの。

橙-年間アウトプット目標を達成出来なかったが8年間のアウトプット目標達成が見込まれるもの、または年間アウトプット目標を達成したが8年間のアウトプット目標では失敗するリスクがあるもの。

緑-年間アウトプット目標を達成し、かつ8年間のアウトプット目標達成も見込まれるもの。

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

参考: UK Power Networks社 : パフォーマンス詳細②

信頼性

- 8つのコミットメントが、信頼性として分類
- 予定外の停電回数を、2012/13年度を19%下回る過去最低水準まで削減。また、無電力化時間を24%短縮

信頼性指標

Percentage improvement since 2012/13 in network reliability and availability		
	Customer Interruptions	Customer Minutes Lost
Eastern Power Networks	14%	12%
London Power Networks	42%	49%
South Eastern Power Networks	14%	16%
UK Power Networks	19%	24%

1. 2012/13 is the base year for measuring performance improvement
2. This relates to power cuts that are unplanned
3. Customers Interruptions (CI) are the number of customers interrupted per 100 customers on our network
4. Customers Minutes Lost is the average length of time customers are without power, for power cuts lasting three minutes or longer

No.	Eight year RIIO-ED1 Output Commitment	2017/18 update	2017/18 status	2016/17 status
15	Maintain LPN's position as having the lowest level of Customer Interruptions and Customer Minutes Lost in the UK targeting 23 CIs (7% improvement) and 30 CMLs (8% improvement) for unplanned interruptions (Compared to 2012/13 base).	LPN continued to be the best performing network for both Customer Interruptions (CIs) and Customer Minutes Lost (CMLs). There were only 14 unplanned CIs and 16 unplanned CMLs. This is an improvement of 42% and 49% respectively since 2012/13.	●	●
16	Reduce EPN and SPN Customer Interruptions by more than 12% targeting 51 CI in EPN and 49 CI in SPN for unplanned interruptions (Compared to 2012/13 base).	There were 47 unplanned Customer Interruptions per 100 customers (CIs) in EPN in 2017/18. This represents a 14% improvement since 2012/13. SPN reduced unplanned CIs to 46, which is also a 14% improvement since 2012/13.	●	●
17	Reduce EPN and SPN Customer Minutes Lost (CML) by more than 19% targeting 35 CML in EPN and 35 CML in SPN for unplanned interruptions (Compared to 2012/13 base).	In 2017/18, there were 37 unplanned Customer Minutes Lost (CMLs) in EPN and 35 in SPN. This performance represents an improvement of 12% and 16% respectively since 2012/13. Our current ED1 to date CML average for both EPN & SPN is better than the ED1 target average and we remain on track to deliver 35 CMLs by the end of the period.	●	●
18	Maintain the health of the network during RIIO-ED1 as measured by the health index, at least at the end of DPCR5 levels.	Since the submission of our RIIO-ED1 business plan, the Common Network Asset Indices Methodology was introduced across all DNOs in Great Britain and our target has been reset to be as challenging as the original. We remain on target to deliver 100% of this new Health Index target.	●	●
19	Continue to improve the load index of the networks by reducing the number of highly rated sites to 18 in EPN, 14 in SPN and 12 in LPN by the end of RIIO-ED1.	In this context, highly rated sites are those that are heavily loaded and so are in need of attention. To date in RIIO-ED1 there were 13 highly rated sites in EPN, 12 in SPN and six in LPN. This is ahead of the RIIO-ED1 target and we continue to work to ensure we maintain risk levels within the target.	●	●
20	Protect 78 substation sites from the risk of flooding.	In 2017/18 we protected 11 substation sites from the risk of flooding, which puts us ahead of our target for this regulatory year. The protection of three further sites was already underway before the end of this regulatory year so there will be a strong start to delivery in year four. We are on target to protect 78 sites in RIIO-ED1.	●	●
21	Reduce the number of 12 hour failures by more than 30%.	We aim to restore all supplies within 12 hours for unplanned power cuts. In 2017/18 13,263 people experienced a power cut longer than 12 hours, which is a reduction of 44% since we made this commitment in 2012/13.	●	●
22	Reduce worst served customers to less than 10,000 in either EPN or SPN.	"Worst served customers" is a category specified by Ofgem that identifies those customers who receive service that is below a stipulated level. In 2017/18 there were 7,749 and 2,856 worst served customers in EPN and SPN respectively. Two schemes in EPN and one scheme in SPN were completed this year and a further three in EPN and six in SPN are planned for next year. All worst served customer schemes delivered since 2012 have resulted in an average reduction of 76% in Customer Interruptions.	●	●

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

参考: UK Power Networks社 : パフォーマンス詳細③

環境性

➤7つのコミットメントが環境性として分類

➤2017/2018年度におけるBusiness Carbon Footprintは64,427tCO₂

No.	Eight year RIIO-ED1 Output Commitment	2017/18 update	2017/18 status	2016/17 status
23	Reduce our Business Carbon Footprint by 2% per annum.	Our Business Carbon Footprint in 2017/18 was 64,427 tCO ₂ e, a 17% reduction compared to 2014/15 levels, which is our baseline year. This is ahead of our target for the year of 72,701 tCO ₂ e.	●	●
24	Continue to divert 70% of office and depot waste from landfill* and recycle 98% of streetworks spoil. * The word "recycle" has been amended to "divert from landfill", to more accurately reflect UK Power Networks' long established process of diverting 70% of office and depot waste from landfill.	In 2017/18, we diverted 83.4% of our waste from landfill and we have increased the recycling percentage of our streetworks spoil to 99.3%. We continue to work to maintain this performance over the RIIO-ED1 period.	●	●
25	Maintain sulphur hexafluoride (SF ₆) leakage at less than 0.2% as a proportion of SF ₆ in service.	We achieved the target of emitting less than 0.2% of the total amount of SF ₆ in service. SF ₆ leakage was 0.14% of the SF ₆ in service in 2017/18. We continue to aim to minimise the leakage of SF ₆ , in order to reduce the impact on the environment.	●	●
26	Reduce cable fluid leakage of 207,000 litres by 2% per annum.	The fluid filled cable leakage in 2017/18 was 211,068 litres, which is above the annual target of 194,827 litres. As part of our ongoing replacement programme we have decommissioned some of the worst performing circuits. In addition we have increased our operational activity to manage leaks when they do occur. This is already showing improvements and we expect this to be reflected in future performance.	●	●
27	Underground the equivalent of 80km of HV overhead line in SPN and 96km of HV overhead line in EPN in Areas of Outstanding Natural Beauty and National Parks.	To date in RIIO-ED1 we have removed 8.2km of overhead lines in SPN and 3.7km in EPN. It is unlikely that we will deliver the km stated in the original target. We will however, continue to engage with stakeholders through steering groups to identify areas for undergrounding.	●	●
28	Innovation expenditure of 0.5% of allowed revenues and win largest market share of the NIC competition.	In 2017 we spent £7.3 million (at 2017 prices) on innovation projects. This equates to 0.5% of allowed revenue. At the end of 2017, we had won the highest market share of Network Innovation Competition (NIC) funding, inclusive of the partnership with National Grid on Power Potential. Our Active Response project was successful and will contribute to our RIIO-ED1 portfolio. We continue to bid into the funding competition with our EV fleet project Optimise Prime in August 2018. We continue to invest in innovation projects where there is potential to achieve benefits for our customers. For example in the first three years of RIIO-ED1 we have delivered £149m of benefits through use of innovative solutions.	●	●
29	Investigate all noise issues and address all non-compliant sites.	Thirty-five noise enquiries were received in the 2017/18 regulatory period, all of which were investigated. Five mitigation schemes were completed in the year, including design and installation of an innovative screen in our substation at Moscow Road, London. Other mitigations included bespoke noise screens and transformer replacement.	●	●

参考: UK Power Networks社 : パフォーマンス詳細④

接続性

➤25のコミットメントが、接続性として分類

➤2017/18年度の顧客接続平均日数は、低圧の場合41日(単一顧客の場合)

No.	Eight year RIIO-ED1 Output Commitment	2017/18 update	2017/18 status	2016/17 status
30	Achieve an average time to quote from the time of enquiry of 8.2 days for low voltage single services and 11.7 days for low voltage multiple services.	In 2017/18 we achieved an average time to quote of 6.5 days for low voltage single services and 10.2 days for low voltage multiple services.	●	●
31	Achieve an average time to connect of 42 days for low voltage single services and 53 days for low voltage multiple services.	In 2017/18 we achieved an average time from quote acceptance to connection of 40.7 days for low voltage single services and 47.3 days for low voltage multiple services.	●	●
32	Achieve in excess of 99% compliance with our Guaranteed Standards of Performance (GSOP) targets.	In 2017/18 we achieved 99.9% compliance with our GSOP targets.	●	●
33	From Q3 2014 we will commence the introduction of new online services for customers requiring new or altered metered services and all customers requiring unmetered connections. These services will include: Submission of service requests, Quotations and estimates, Service request and job delivery tracking, Payment, Appointment booking.	The Connection Services customer portal is currently under review as part of company-wide online service offering. Its implementation date is to be confirmed by the end of 2018.	●	●
34	Integrate Flexible Plug and Play connection offers (as per our Low Carbon Network Fund Project) into business-as-usual by Q2 2015.	Rollout is progressing as planned; we opened up Cambridgeshire, Great Yarmouth, Sussex and Kent last year. Following feedback from customers, we are planning to accelerate the Flexible Distribution Generation (FDG) rollout from 2021 to 2019. We have published the next two years' roadmap for the FDG connections rollout on UK Power Networks website.	●	●
35	Engage regularly with other connections stakeholders on a frequency agreed with them.	We engage with our connections stakeholders through a variety of channels throughout the year. More detail can be found in our Work Plan and Incentive on Connections Engagement (ICE) reports here .	●	●
36	From 2014, agree and publish a Service Development Plan with associated key performance indicators.	We published our Incentive on Connections Engagement (ICE) plan in May 2017. This can be found here .	●	●
37	Publish quarterly updates to communicate progress against the service development plan.	Quarterly ICE updates for 2017/18 can be found here .	●	●
38	Review and revise the plan annually in agreement with stakeholders.	We published our ICE Workplan to Ofgem on 30 April. It can also be found here .	●	●

参考: UK Power Networks社：パフォーマンス詳細⑤

接続性(続き)

No.	Eight year RIIO-ED1 Output Commitment	2017/18 update	2017/18 status	2016/17 status
39	Publish an annual progress update to Ofgem and stakeholders.	We publish voluntary quarterly Incentive on Connections Engagement reports. We also publish a formal mid-year review based on feedback from Ofgem and customers. The reports can be found here .	●	●
40	Complete an annual independent audit of our achievements against the agreed service development plan.	AccountAbility conducted an audit of our strategy, process and outputs. They confirmed the efficacy of our process and the accuracy of the findings we presented in our report. They validated this with customers. Their report can be found here .	●	●
41	Work with Connections stakeholders to develop our products and services through 'user groups' three times per annum with common interest customer groups to gain insight into their needs and requirements and shape innovation and development within UK Power Networks.	We held nine major forums, eight Scrutiny Panels and 10 technical working groups throughout the year. These are all described in our Work Plan, our quarterly updates and our Looking Back and Looking Forward report published in May 2018. The report can be found here .	●	●
42	Offer account management to any business/commercial customer who requests this service. Develop more 'pre-application' support for customers to enable them to make informed decisions on their schemes.	We continue to offer an Account Manager to anyone who requests one. We continue to offer Connections Surgeries for all customer groups. They can be booked here . In 2017/18 we ran 29 'Ask the Expert' surgeries which customers have found useful and received a customer satisfaction score of 9.5/10.	●	●
43	Extend our 'Ask the Expert' service to include phone, web chat and face-to-face options.	Our pre-application support services are now available across all channels as business as usual. The outcome was reported in our Looking Back report in 2017/18 here .	●	●
44	Publish 'heat maps' to provide an overview of current network capacities by location.	We have now extended our heat maps to show constraints on the LPN network. The heat maps are available here .	●	●
45	Provide access via a web portal to cable diagrams, allowing customer access to up to date information.	Customers have access to the web portal LineSearch Before You Dig to allow them to download our maps. In addition, Independent Connection Providers now have direct web access to Netmap Webview.	●	●

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

参考: UK Power Networks社 : パフォーマンス詳細⑥

接続性(続き)

No.	Eight year RIIO-ED1 Output Commitment	2017/18 update	2017/18 status	2016/17 status
46	Extend the online price illustrator to include all market segments and provide indicative timescales in addition to cost illustrations.	UK Power Networks has migrated Connections to a new mobile-responsive website. The new price calculator for Small Services customers will go live in October 2018. The price calculator for business customers will be developed subsequently. This will go live at the beginning of 2019. We continue to work with stakeholders involved in larger connections projects to provide them with a range of pre-application support options, such as surgeries or use of our Ask the Expert service. These assist them as they progress their application.	●	●
47	Extend our current DG surgery sessions to other customer groups to allow customers to discuss their connection proposals informally prior to application. Increase the choice and flexibility of connections services available to customers.	All market segments covered by the ICE Report are now included as set out in our ICE Looking Back report for 2017/18. You can read this report here .	●	●
48	Introduce longer office hours for our contact centre: a) 08.00 to 20.00 weekdays; (b) 09.00 to 16.00 Saturdays.	Connection Services customers who call out of standard out of office hours are handled by customer service advisors 24/7.	●	●
49	Offer two-hour time-banded appointments for site visits.	We now offer two-hour time-banded appointments to customers for site visits. We are in the process of implementing a system that will enable us to measure how often these appointments are kept.	●	●
50	Schedule work delivery across a wider working window to include evenings and weekends.	Delivery of new connections to the network are available at evenings and weekends if that is what the customer requests.	●	●
51	Extend the convertible quotes concept so that quotations offered in a competitive market segment can be fully or partly accepted dependent on the customer's preference.	Convertible quotes have been issued to connections customers since October 2015, making it easier for them to consider competitive options for delivery of their connection.	●	●
52	Self-determination of the Point of Connection for an increasing range of connections.	We introduced self-determination of Point of Connection in October 2015 for all connections up to 140kVA in LPN and up to 1,000kVA in SPN and EPN. We continue to engage with companies that provide independent connections and will seek to extend the scope of these arrangements further where possible.	●	●
53	HV jointing to existing networks to include all associated planning and operational activities.	As of October 2015, third party connections providers are able to carry out all associated activities of HV jointing to existing networks. This ensures effective competition.	●	●
54	Extend live LV jointing to the LPN interconnected area.	We have introduced live LV jointing for third party connections providers in LPN. This gives customers a greater choice of provider for a wider range of activities relating to their connection.	●	●

社会的義務

➤16つのコミットメントが、社会的義務として分類

安全性

➤7つのコミットメントが、安全性として分類

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

参考: 英国におけるネットワーク料金制度(RIIOモデル)の概要

- イギリスは国内電力事情を取り巻く環境変化を踏まえ、新たな料金制度としてRIIOモデル(Revenue = Incentives + Innovation + Outputs)を開始。同モデルは、電力安定供給、低炭素社会への対応、スマートな電力・ガスネットワーク構築に向けて、長期的な視点からの投資を喚起し、イノベーションを促す料金モデルの構築を目的としている
 - ⇒ネットワーク事業が創出する様々な“Output”を評価し、それらに基づいて規制当局が収入上限を算定
 - ⇒RIIOの規制期間は、2013年4月から2021年3月までの8年間(注: 送電部門の場合)
- RIIO T1は電力及びガスネットワーク事業者(electricity and gas transmission)に適用されており、具体的にはNational Grid社が対象となる。この他にもRIIO-ED1が配電事業者(electricity distribution)、RIIO-GD1がガス事業者(gas distribution)に対して適用される
- 2021年以降、新たなネットワーク料金価格モデルとして、RIIO-2が導入予定であり、現在検討中

参考: RIIOモデルにおけるアウトプット①

- RIIOは、ネットワーク事業者が主体的な役割を果たすこと、消費者に長期的なValue for Moneyをもたらすことを目的としている。アウトプットはこの2つの目的を達成するための具体的な成果として位置づけ
- 送電事業者、配電事業者ともに6つのアウトプット分類が設定。それぞれにおいて、それを測定するための主要アウトプット(Primary outputs)の指標が定義。さらに補助的成果物(Secondary deliverables)も定義
⇒事業者が利害関係者の意見を踏まえた上で提案。Ofgemなどの規制機関も関与
- アウトプットの提供を前提に、効率化を進めた結果として得られる利潤について、一定の割合を需要家に還元した上で、残りを事業者が獲得。割合は、申請した費用の大きさなどを踏まえて事業者ごとに設定

参考: RIIOモデルにおけるアウトプット②

送電事業者に対するアウトプット

アウトプット	インセンティブ		
	名称	内容	経済的インセンティブ
① 安全性	Health and Safety Executive (HSE)	・ 安全性の義務に関する法律の順守状況の確認	
	Network Output Measures (NOMs)	・ 設備の状態、リスク、性能、機能、更新に関する評価 ・ 更新のアウトプットに対して、±2.5%のボーナス・ペナルティを適用	○
② 信頼性	Energy not Supplied (ENS)	・ 顧客に供給できなかった電力量について、各TOIに設定された目標値を基準に、16,000£/MWhのボーナス・ペナルティを適用(上限:レベニューキャップの3%) ・ 【目標値】NGET: 316MWh、SPT: 225MWh、SHET: 120MWh	○
③ 可用性	Network Access Policy (NAP)	・ 顧客のコストを低減する目的で、計画停電に関するSOとTOs間の協調を促進	
④ 顧客満足度	Satisfaction Survey	・ 顧客満足度(NGETのみ)、ステークホルダー満足度(TO・3社)のアンケート調査結果(10点満点)とKPIの達成度(100点満点)を評価 ・ ベースレベニューとTIRGの合計の±1%の範囲でボーナス・ペナルティを適用 ・ 【目標値】(アンケート調査) NGET: 6.9、SPT、SHET: 5 (KPI) SPT、SHET: 50	○
	Stakeholder Engagement	・ 専門家委員会により、ステークホルダーへの従事度が評価(10点満点)され、ベースレベニューとTIRGの合計の0.5%の範囲でボーナスを付与	○
⑤ 接続性・拡張性	General Connection Activity	・ 発電事業者や需要家の接続要求への、迅速かつ適切な対応に関する指標 ・ スケジュール通りに接続できなかった顧客数に応じて、ベースレベニューとTIRGの合計の0.5%の範囲でペナルティ有り(NGETは対象外)	○
	Baseline Wider Works (BWW)	・ 送電線の拡張や増強に関する投資がレベニューとして許可される ・ 境界における送電容量の増分が計測される	○
	Strategic Wider Works (SWW)	・ 将来的に必要なとされる投資がレベニューとして認められる ・ 現時点で、SHETの3事業のみが認可されている	○
⑥ 環境性	SF6 Emissions	・ 絶縁体として使用され、温室効果が非常に高いSF6の排出量を制限するもので、各TOの目標値を基準に、ボーナス・ペナルティを適用 ・ 【目標値】NGET: 12,097.5tCO ₂ e、SPT: 618.9tCO ₂ e、SHET: 223.6tCO ₂ e	○
	Business Carbon Footprint (BCF)	・ CO ₂ に換算した温室効果ガスの排出量を公表する制度で、その88%が送電ロスに起因	
	Losses	・ 送電ロスを公表する制度で、2015-16年期では、発電所と需要地が離れているSHETが3.26%(NGET: 1.17%、SPT: 1.13%)と高い	
	Environmental Discretionary Reward	・ 低炭素化へ向けた取組(TOが根拠書類を提出)を3段階で評価し、最高評価を獲得したTOに対して、4M£の範囲内でボーナスを付与	○
	Visual Amenity	・ 送電設備の景観に関する指標で、地中化等の対策費として、600M£が用意されているが、現時点で応募無し	○

(出所) 平成29年度産業経済研究委託事業(電力送配電事業の経営効率化に向けた送配電料金水準の評価手法に関する調査)

参考: RIIOモデルにおけるアウトプット③

配電事業者に対するアウトプット

アウトプット	インセンティブ		
	名称	内容	経済的インセンティブ
① 信頼性・可用性	Interruption Incentive Scheme (IIS)	・計画停電と突発停電それぞれについて、停電の頻度(CI)と長さ(CML)に応じた、ボーナス・ペナルティを適用 ・【目標値】CI・CML共に、DNO毎に目標値を設定	○
	Guaranteed Standards of Performance (GSoP)	・一定の時間以上の停電が発生した場合に、DNOが顧客に直接支払うペナルティ	○
	Health, Criticality, and Monetised Risk	・Monetised Riskの達成度に応じて、±2.5%のボーナス・ペナルティを適用	○
	Load Index (LI)	・Monetised Riskは、The Health Index (HI)とCriticalityを基に算定	
	Worst-Served Customers	・故障を避けるために、33kVと11kVの変電所の負荷率を制限 ・停電が頻発する顧客の改善結果に対して、ボーナス・ペナルティを適用 ・改善費の総額は、8年間で74.9M£	○
	Network Resilience	・洪水や暴風雨による故障に対する対策費として、2015年は149M£を準備	○
	Obligation to Manage Losses	・送電ロス削減のインセンティブとして、8年間で32M£を準備	○
② 環境性	Business Carbon Footprint	・温室効果ガスの排出量を、スコープ1・2・3に分けて公表	
	SF6 Emissions	・絶縁体として使用され、温室効果が非常に高いSF6の排出量を公表	
	Fluid Filled Cable Leakage	・ケーブルに絶縁体として使用される油漏れ量を公表	
	Noise Pollution	・変圧器の騒音に対する苦情数を公表	
	Visual Impact Allowance	・国立公園や景観の良い場所において、架空ケーブルを地中ケーブル化する費用として103.6M£を準備	○
	Environmental Report	・ステークホルダー向けに、低炭素化社会に向けた環境活動等を報告	
	Time to Connect (TTC)	・見積作成と接続に係る日数の、基準値に対する削減率に応じてボーナスを付与(上限: ベースレベニューの0.4%)	○
③ 接続性	Incentive on Connection Engagement (ICE)	・ステークホルダーへのサービス提供や、業務計画達成に不備があった場合、ペナルティ有り(上限: ベースレベニューの0.9%)	○
	Connections Guaranteed Standards of Performance (GSoP)	・接続サービスに係る最低限の要件を満足できなかった場合に、ペナルティとして、顧客に固定金額を支払う	○
	Broad Measure of Customer Service (BMCS)	・接続、停電、問合せの3種類のサービスについて、ベースレベニューの±1.0%のボーナス・ペナルティを適用	○
④ 顧客満足度	Complaints Metric	・苦情対応に関する4つの指標に応じて、ペナルティ有り(上限: ベースレベニューの0.5%)	○
	Stakeholder Engagement and Customer Vulnerability	・ステークホルダーへの幅広いサービス提供に関する、専門委員会での評価結果に応じて、ボーナスを付与(上限: ベースレベニューの0.5%)	○
	Stakeholder Engagement and Customer Vulnerability	・脆弱性の高い顧客への対応策に応じて、ボーナスを付与(上限: ベースレベニューの0.5%)	○
⑤ 社会的責任	Health and Safety Executive (HSE)	・HSEに従って系統を安全に運用するためのインセンティブで、更新のアウトプットに対して、±2.5%のボーナス・ペナルティを適用	○

(出所) 平成29年度産業経済研究委託事業(電力送配電事業の経営効率化に向けた送配電料金水準の評価手法に関する調査)

～アウトプット指標の設定方法とそれを踏まえた事業計画の妥当性判断

- 事業者は、ステークホルダーエンゲージメントを通じてアウトプットの詳細を設定。さらに設定したアウトプット詳細を踏まえ、事業計画(Business Plan)を策定しOfgemに対して提出。
⇒事業者にはインセンティブが付与。具体的には、一定のアウトプット水準を達成した場合には報酬が与えられ、その逆の場合は罰金が設定
- Ofgemは、当該計画が十分に妥当であるか(well-justified)判断する具体的にはBenchmarkingによる事業者の相対比較による評価や、Information Quality Incentive(IQI)と呼ばれる手法が用いられる。
⇒ Benchmarking: 事業者の効率性について相対評価。DEA分析や回帰分析等の手法を利用したトップダウン集計アプローチから、プロセスや個々の費用分野に焦点を当てたより詳細なボトムアップ調査まで、様々な方法論が存在。
⇒IQI: 設備投資計画に関して適切な情報を提供させるスキーム。事業者が提出した資本費の計画値が妥当性に欠ける場合、計画値を上回る投資支出については、規制当局が妥当性を認めた場合のみ認可
- 事業計画の評価に当たっては、市場テスト(Market testing)が実施

フランスの事例 (仏TSO RTE社、DSO Enedis社)

仏TSO RTE社の事例①

RTEによるサービス品質のモニタリング結果

- RTEは、CREが設定する指標に基づき、サービス品質のモニタリング結果を公表することとなっている。
- 2018年には、2015～2017年におけるモニタリング結果が公表されている。

2015～2017年のサービス品質のモニタリング結果

項目	対象年	結果
顧客のクレーム対応	期限内の対応率	2017 受領したクレームは85件。うち85%が30日以内に処理。
		2016 受領したクレームは89件。うち88%が30日以内に処理。
		2015 受領したクレームは98件。うち72%が30日以内に処理。
電力品質	電力品質 (QdE) の遵守率	2017 産業部門：94%、流通部門：94%、鉄道部門：86%。
		2016 産業部門：97%、流通部門：96%、鉄道部門：86%。
		2015 産業部門：93%、流通部門：98%、鉄道部門：86%。
市場アクセス性	調整メカニズムへのアクセス性	2017 46,747件の調整提案、62件の異議申し立てあり。
		2016 47,150件の調整提案、91件の異議申し立てあり。
		2015 41,487件の調整提案、160件の異議申し立てあり。
	データの信頼性 (データの信頼率)	2017 99.25%
		2016 98.92%
		2015 98.57%
	調整メカニズムサービスの利用率	2017 99.35%
		2016 99.61%
		2015 99.13%

項目	対象年	結果
計器のトラブルシューティング	負荷曲線の提供	2017 5,986,717の負荷曲線を顧客に提供。うち97%がD + 1の午前8時から利用可能。
		2016 5,980,242の負荷曲線を顧客に提供。うち93%がD + 1の午前8時から利用可能。
		2015 6,032,324の負荷曲線を顧客に提供。うち94%がD + 1の午前8時から利用可能。
	修理の期限内の対応率	2017 1,778件の計器の修理を実施。うち73%が期限内に完了。
		2016 4,215件の計器の修理を実施。うち83%が期限内に完了。
		2015 4,624件の計器の修理を実施。うち89%が期限内に完了。
接続容易性	PTFの送信	2017 58件のPTFを顧客に期限内に送信し、そのうち88%が3ヶ月以内に送信
		2016 34件のPTFを顧客に期限内に送信し、そのうち79%が3ヶ月以内に送信
		2015 59件のPTFが顧客に期限内に送信し、そのうち80%が3ヶ月以内に送信
	送電の開始 (同年12月末時点)	2017 42件の電気の接続を開始。うちPTFに設定された費用を遵守していたのは76%、期限を遵守していたのは88%。
		2016 58件の電気の接続を開始。うちPTFに設定された費用を遵守していたのは86%、期限を遵守していたのは83%。
		2015 60件の電気の接続を開始。うちPTFに設定された費用を遵守していたのは90%、期限を遵守していたのは93%。

(注)PTF (Proposition Technique et Financiere)は、RTEが、顧客の接続申し込みに基づき接続要件(技術条件・費用・完了時間等)を提示する資料。顧客はPTFをベースに接続の有無を検討

(出所)RTE「Le Baromètre de la qualité de service année 2017」

仏TSO RTE社の事例②

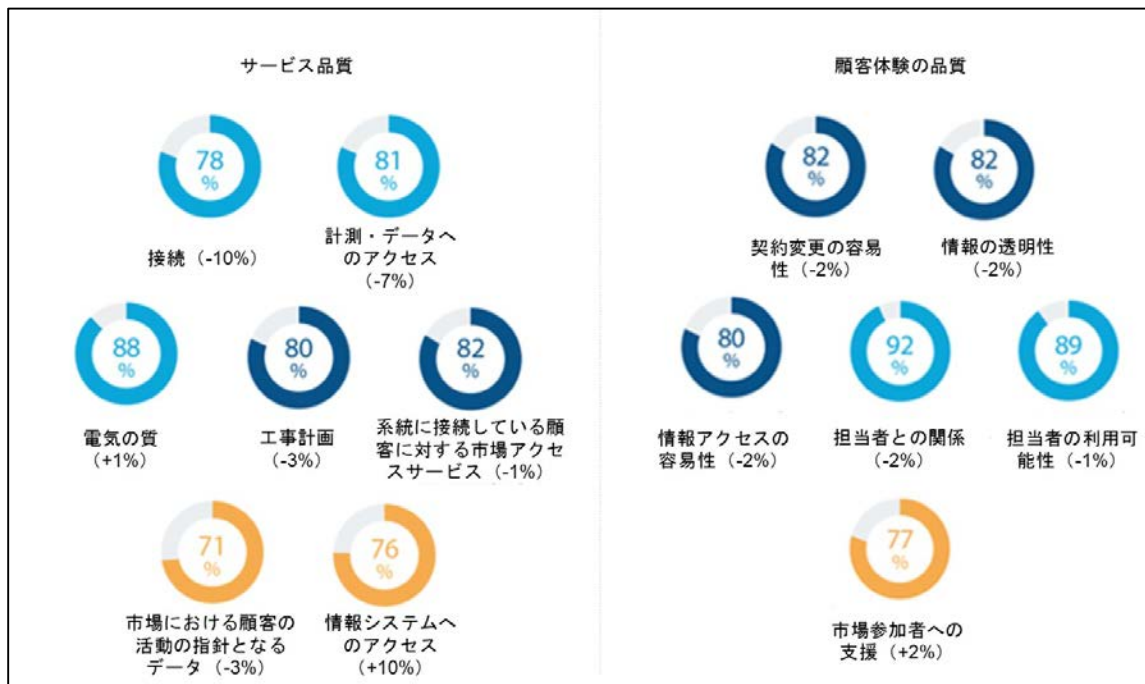
RTEによる顧客満足度調査の結果

○ RTEは、2015年以降毎年顧客満足度調査を行い、結果を公表している。

2017年の顧客満足度調査の結果

- 905人から回答を受領。うち85%がRTEのサービスに満足。
- 全体的な満足度その他、サービス品質及び顧客体験の品質に対する満足度も調査(結果は左下図)。
- 調査結果を踏まえ、RTEは、顧客の優先度が高いニーズを満たすための行動を2018年に実施するとしている(右下)。

2017年の顧客満足度調査の結果



顧客満足度の調査結果を踏まえた 2018年における行動内容

- 顧客による市場に関する理解を深める
- 送電網への接続を容易にする
- 透明性が高い将来を見越した情報へのアクセスを強化する
- RTEの情報システムへのアクセスを容易にする
- 工事計画やサービスをスムーズに実施する

(出所)RTE社WebサイトよりMURC作成

サービス品質に係るインセンティブ規制(フランス)

- RTEが、サービス品質に係るモニタリング調査や顧客満足度調査を実施・公表している背景には、これらに係るインセンティブ規制の存在がある。

TSOに対するサービス品質に係るインセンティブ規制

CREはTSO(RTE)に対して下記を要請している。

- 下記の2種類の指標を用いてサービス品質を監視し、それらの結果を年1回公表する。
 - ① 2年ごとに実施される顧客満足度調査
 - ② 下記5つのモニタリング指標の調査
 - ✓ 顧客のクレーム対応(期限内での対応率)
 - ✓ 電力品質に関する契約遵守
 - ✓ 計器のトラブルシューティングに要した時間
 - ✓ 市場アクセス性(調整メカニズムの利用可能率、調整メカニズムの傾向データの信頼性)
 - ✓ 接続容易性(期限内の送電及び技術的・経済的提案の送付)
- サービス品質のモニタリングに関する主要な課題を特定するために、少なくとも1年に1回、RTEのユーザー委員会(CURTE)内でサービス品質指標の結果を検討する。
- CURTEの枠組みの中で、特に調整命令の送信ツールの利用可能性とインバランス精算価格のモニタリングに関する新しいサービス品質指標の提案について協議する。

(出所) CRE「Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB」、平成29年度産業経済研究委託事業(電力送配電事業の経営効率化に向けた送配電料金水準の評価手法に関する調査)

仏TSO Enedis社の事例

サービス品質に係るインセンティブ規制(フランス)

DSOに対するサービス品質に係るインセンティブ規制

- CREは、DSOに対して、サービス品質に関するモニタリング指標を規定するとともに、自社のウェブサイトで公開するよう要請している。一部の指標に対しては経済的インセンティブも設定されている。
- 対象となるDSOは、Enedis、EDF SEI及び10万人以上の顧客に電気を供給するその他の地方配電会社(ELD)である。指標はEnedisとその他で別々に規定されている。

Enedisに対するサービス品質に関するモニタリング指標(経済的インセンティブなし)

項目	指標	モニタリング 頻度	項目	指標	モニタリング 頻度
介入に関連する 指標	要求期限内に完了した解約率(利用者カテゴリ別)	毎月	供給事業者との 関係に関連する 指標	供給事業者専用電話回線の利用可能率	毎四半期
	解約率(期限区分別・利用者カテゴリ別)	毎月		待機時間120秒以下の供給事業者専用電話回線の利用可能率	毎四半期
	要求期限内に完了したサービス開始率(利用者カテゴリ別)	毎月	読取りおよび請 求に関連する指 標	読取り実施率(BT> 36 kVAの需要家、単一契約のHTA需要家向け)	毎月
	サービス開始率(期限区分別・利用者カテゴリ別)	毎月		顧客不在・自動読み取りがないことにより、2回以上読み取りが行われなかった比率 (BT≤36 kVAの需要家向け)	毎四半期
	要求期限内に完了した供給事業者の変更率(利用者カテゴリ別)	毎月	接続に関連する 指標	電気接続窓口の電話利用可能率	毎四半期
	供給事業者の変更率(期限区分別・利用者カテゴリ別)	毎月		接続提案の送信平均時間(利用者カテゴリ別)	毎四半期
	Enedis主導で予定変更されたアポイント	毎月		完了済接続率(利用者カテゴリ別・工事の完了期限区分別)	毎四半期
利用者との関係 に関連する指標	DSOが受領したクレームの件数(項目別・利用者カテゴリ別)	毎四半期		接続工事の平均完了時間(利用者カテゴリ別)	毎四半期
	DSOが利用者から直接受領したクレームの件数	毎四半期		期限外に送信された接続提案の割合(利用者カテゴリ別)	毎四半期
	5暦日以内のクレーム応答率(項目別・利用者カテゴリ別)	毎月		接続提供の合意日の遵守率(利用者カテゴリ別)	毎四半期
	15暦日以内のクレーム応答率(項目別・利用者カテゴリ別)	毎月		接続契約の送信期限のために支払われた補償金の数	毎四半期
	期限が60暦日を超えるクレーム応答率(項目別・利用者カテゴリ別)	毎月		接続工事の完了期限のために支払われた補償金の数	毎四半期
	多重クレーム率(同一接続ポイント・同一種類のクレームに関する多重クレーム)	毎月	電気収支の信頼 性に関連する指 標	電気収支(Ecarts)とRecotempの差	毎年
	多重クレーム率(同一接続ポイント・異なる種類のクレームに関する多重クレーム)	毎月		Recotempで影響を受けないエネルギーの年間量	毎年
	顧客対応とトラブルシューティングの電話利用可能率	毎月			

(出所) CRE「Délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT」

参考: フランスのネットワーク料金制度の概要

- フランスのネットワーク料金制度は総収入上限(レベニューキャップ)方式を取っている。
- レベニューキャップはTSOとDSOで別々の算定式に基づき設定される。

TSOのネットワーク料金制度

- TSO(RTE)に対するレベニューキャップは下式で定義されており、純営業費用と規制資本費用の和から、国際連系に伴う収益を除外し、費用収益調整(CRCP)が行われて算定される。

$$\begin{array}{cccccc} \text{RC} = & \text{CNE} & + & \text{CCN} & + & \text{A} & - & \text{RI} & + & \text{その他} \\ \text{①} & \text{②} & & \text{③} & & \text{④} & & \text{⑤} & & \text{⑥} \end{array}$$

項	概要
①収入上限	対象年度の収入上限(レベニューキャップ)
②純営業費用	純営業費用＝総営業費用－営業利益 ・総営業費用とは、システムの運営に関連する費用で、送電ロスの補償、混雑の解消、調整力と容量確保の費用、外部購入費、人件費、税金、等 ・純営業費用のレベルは、エネルギー法第L. 341-2条に基づいて、RTEの全ての活動に必要な費用を基に決定される
③規制資本費用	規制資本費用＝ RTEによって運用される資産(規制対象資産ベース(RAB))の減価償却費の合計 + RAB×加重平均資本コスト + 建設中の資産(IEC)×負債コスト
④費用収益調整(CRCP)	過去の期間から繰り越されている費用・収益調整 ・予測と実際の資本コストの差分は、CRCPを通じて託送料金により100%回収されるため、営業費用と資本コストの両方の解決策がある場合は、資本コストでの解決が選択される ・営業費用は、電力システム関連の購入費用の一部を除いて、CRCPから除外されるため、コスト抑制の強いインセンティブとなる
⑤国際連系の収益	近隣諸国のTSOとの国際連系に伴う収益
⑥その他のインセンティブ	サービス品質に関するインセンティブなど

(出所) CRE「Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB」、平成29年度産業経済研究委託事業(電力送配電事業の経営効率化に向けた送配電料金水準の評価手法に関する調査)

参考: フランスのネットワーク料金制度の概要

DSOのネットワーク料金制度

- DSOに対するレベニューキャップは下式で定義されている。TSOと概ね同様の式となっているが、スマートメーターの導入を促進する費用(Linky)が加味される点がTSOと異なる。

$$\text{RC} = \text{CNE} + \text{CC} + \text{A} - \text{CRL} + \text{その他}$$

①
②
③
④
⑤
⑥

項	概要
①収入上限	対象年度の収入上限(レベニューキャップ)
②純営業費用	- 総営業費用(主として電力システムに関連する費用、外部購入費、人件費、租税公課)から、託送料金以外の収入(配電接続作業に係る収入と付随的サービスの関連収入)を控除した額 - 純営業費用のレベルは、エネルギー法第L. 341-2条に基づいて、Enedisの全ての活動に必要な費用を基に決定される
③資本費用	ネットワーク事業者によって投資された資本費用で、以下の2つの要素から構成される - Linky(スマートメーター導入促進)プロジェクトに関連する規制資本費用(CCN)・・・Linky規制資産ベース(以下「RAB Linky」)の減価償却、ならびに既存のメーターの早期廃止に関連する加速減価償却が含まれる。CCNは、2014年7月のCREの審議にて定義された - Linkyを除く資本コスト・・・過去の実績による加重平均資本コストが配電会社の実態に即さないと判断され、規制対象資産ベース(RAB)×資産のマージン等を基に計算する評価モデルを、TURPE4期から導入した
④費用収益調整(CRCP)	過去の期間から繰り越されている費用・収益調整
⑤Linkyプロジェクト費用	近隣諸国のTSOとの国際連系に伴う収益
⑥その他のインセンティブ	- Linkyプロジェクトとは、Enedisのスマートメーター導入を促進するもので、スマートメーターを2021年末までに3,500万個導入する予定 2014年までに発生した費用は上記② 純営業費用に加味され、2015年から2021年12月末までに発生した費用は、2014年7月のCREの審議にて定義された規制の枠組みに従って計上される

(出所) CRE「Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB」、平成29年度産業経済研究委託事業(電力送配電事業の経営効率化に向けた送配電料金水準の評価手法に関する調査)

ドイツの事例 (独TSO TenneT社)

ドイツTSO Tennet社の事例

- ドイツ・ベルギーTSOであるTenneT Holding B.V社は、「Integrated Annual Report」においてパフォーマンス評価の結果を自主的に公表。ステークホルダーダイアログなどを通じて、エンゲージメントを実施
- 評価は、①戦略的パフォーマンス、②運用パフォーマンスに大別される。

(戦略的パフォーマンス)

- ステークホルダーエンゲージメント、安定供給(停電時間)、ネットワーク統合、ビジネスイノベーション等に係わるパフォーマンスについて開示

(運用パフォーマンス)

- 財務的・非財務的パフォーマンスについて開示。非財務的パフォーマンスでは、主にGHG排出削減などの環境対応に焦点を当てている。

ステークホルダーエンゲージメントに関する開示内容

- ステークホルダーとの対話は非常に重要と認識。2017年には、年間で計756回、合計約1万8,000人に対して会合やイベントを実施。
- ドイツにおける顧客満足度調査によれば、2017年は94%の顧客が満足と回答。これは2015年の前回調査(95%)と同水準であり、自社の継続的な顧客エンゲージメントが評価されていることを示唆。
- また安全性に関しても休業度数率(LTIF: Lost Time Injury Frequency Rate)として評価。2017年度は2.5であり、目標値1.8を未達成

安定供給に関する開示内容

- 2017年には、陸上で99.9986%の供給安定性を確保。世界で最も信頼性の高い系統運用者の1つとなっている。(2016年からの低下はアムステルダムの変電所における部品故障が要因。信頼性の高い系統運用者として、こうした潜在的な故障の発見に時間・資金を費やすことの重要性を認識。)
- 陸上と比較して運営環境の予測が困難である洋上でも、系統の利用可能率が97.8%と、高い成果。

安定供給関連指標の結果(2015～2017年)

項目		2017	2016	2015
陸上	系統の利用可能率	99.9986%	99.9999%	99.9975%
	送電の中断件数	11	6	18
	送電されなかった電力量(MWh)	1,072	59	3,824
洋上	系統の利用可能率	97.80%	92.00%	92.82%

(出所) TenneT Holding B.V./Integrated Annual Report 2017]

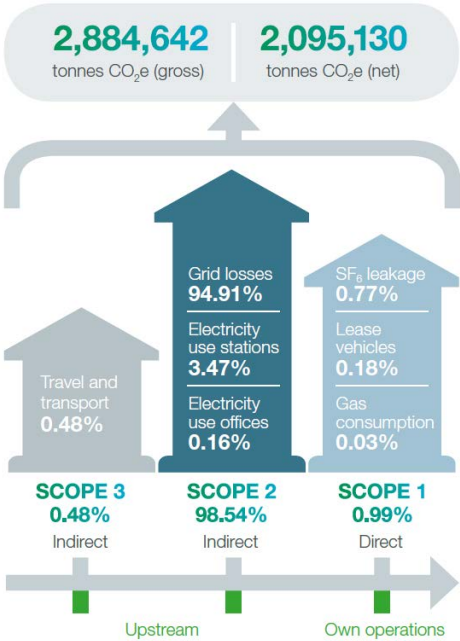
ドイツTSO Tennet社の事例

運用パフォーマンス～環境対応に関する情報開示

環境対応に関する開示内容

- 自社のカーボンフットプリントは、95%が送電ロスによるもの。残りの大部分は系統からの六フッ化硫黄（SF₆）と自社設備で使用する電力消費が占める。
- 2017年の送電ロスは2016年と比較して増加。これは送電距離や送電量、系統利用量の増加が要因だが、洋上風力等の再エネの地理的範囲の拡大及び欧州電力市場への統合の影響を強く受けている。
- SF₆の漏洩は、2016年からの削減に成功。
- 2017年の石油の漏洩は6,860リットル。主にオランダ西部で生じた送電ケーブルの不具合によるもの。
- 2017年の環境関連の事故件数は、洋上での建設活動が少なかったため、44件と低水準。

カーボンフットプリント(2017年)



環境関連指標の結果(2015～2017年)

項目		2017	2016	2015
カーボンフットプリント関連	送電ロス (GWh)	5,080	4,212	3,879
	送電ロスのカーボンフットプリント (送電電力量当たり)	10.8	9.3	8.4
SF6の漏洩	SF6の漏洩 (%)	0.28%	0.38%	0.35%
	SF6の漏洩 (kg)	934	1,248	1,106
自然へのコミットメント	石油の漏洩 (リットル)	6,860	2,087	14,091
	環境関連の事故件数	44	58	84

(出所) TenneT Holding B.V.『Integrated Annual Report 2017』

英・仏・独の評価項目の概要まとめ

	英・National Grid社	仏・RTE社	独・TenneT社
安全性	・安全性の義務に関する法律順守状況 ・負傷災害発生率(IFR)	・電力品質の遵守率 ・計器トラブルの解決(期限内の対応率)	・安全性の義務に関する法律順守状況 ・休業度数率
信頼性・可用性	・停電発生量(ENS)、系統信頼性 ・ネットワークアクセスポリシーの設定	・電力品質の遵守率	・停電発生量、供給途絶時間、系統信頼性
顧客満足度	・顧客満足度調査 ・利害関係者満足度調査 ・利害関係者へのエンゲージメント状況	・顧客満足度調査 ・顧客のクレーム対応(期限内の対応率)	・顧客満足度調査 ・従業員満足度調査 ・利害関係者対話の実施状況 ・利害関係者対話の有効性測定
接続性	・顧客の接続要求への対応日数 ・新規発電事業者及び需要者の接続 ・ネットワークの追加的拡張	・接続容易性(PFT送信時間、送電開始時期)	・ネットワークの統合状況 ・インフラ投資額
環境性	・GHG排出削減量(特にSF6) ・低炭素化への取り組み	特になし	・GHG排出削減量 ・
その他	(系統事業者インセンティブ) ・風力発電の予測正確性 ・送電系統の需給バランス (非負荷関連のNetwork Replacement Output) ・コスト削減量 ・重要資産の保護 など	・市場アクセス性(調整メカニズムへのアクセス性、データ信頼性、調整メカニズムサービスの利用率)	・イノベーション投資など

適切なアセットマネジメントを促す仕組み

アセットマネジメント高度化に対する期待

- 送配電設備の高経年化が進み、今後、設備修繕・更新の増加が予想されている。
- このような状況の中、適切かつ効率的な投資を促し、更には安定供給を担保する仕組みが欧州では導入(例: インセンティブ規制を通じて、事業者の自主的な取り組みを促す制度的枠組み 等)

イギリス：ネットワークアウトプット計測(NOMs)

(NOMsの概要)

- ネットワークアウトプット計測(NOMs: Network Output Measures)とは、ネットワーク事業者のネットワーク管理の成果を監視・評価する手段を提供するメカニズムであり、RIIOモデルにおける補助的成果物として位置づけられる。
⇒特に事業者の長期にわたる資産更新パフォーマンスを監視・評価
- NOMs目標の達成・遵守にあたっては、事業者に対するライセンス条件と関連。送電ライセンスを供与される事業者は、サービスの提供目標を設定したうえで、この目標値を達成する義務を負う
⇒目標値からの超過分/未達分は、NOMsインセンティブ方法論に従い、報酬/罰則が適用(RIIO2の allowancesとして組み入れ

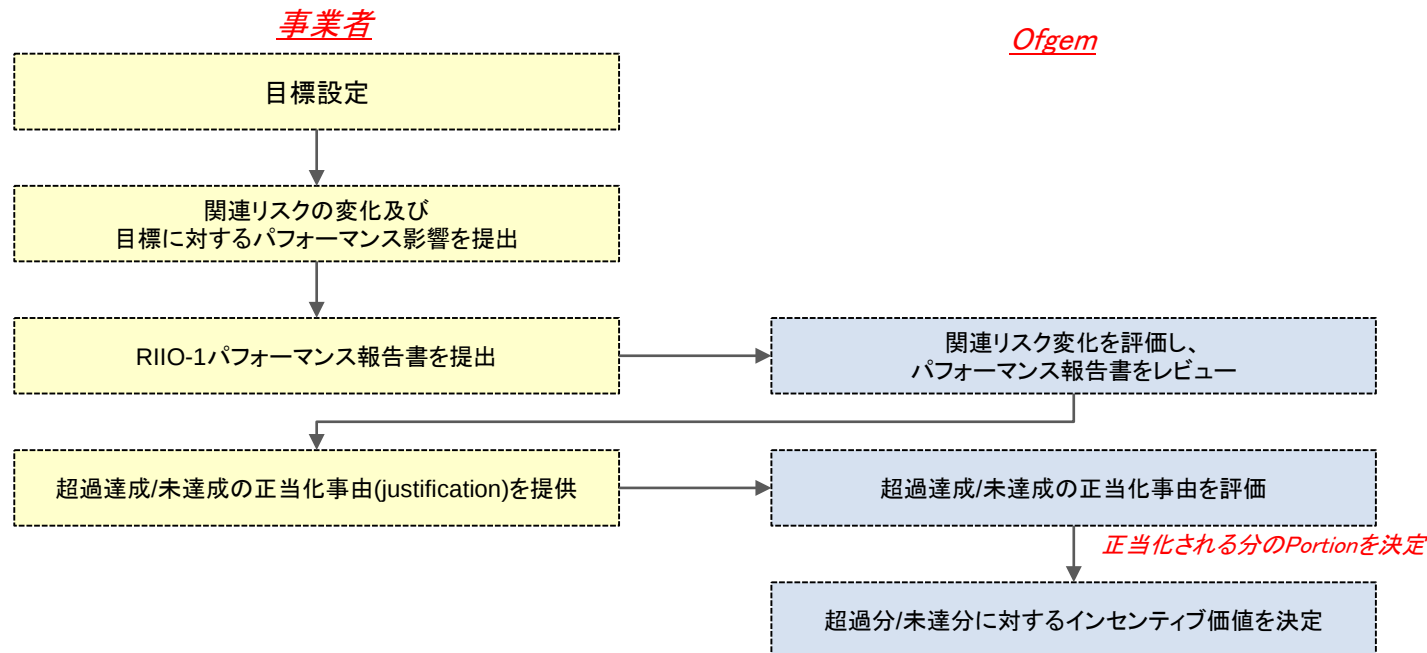
NOMSインセンティブメカニズム

(National Grid社におけるNOMSの具体的評価項目)

- 具体的な評価項目としては、ライセンス条件にて規定されるNetwork Replacement Outputsに加えて、停電発生量 (ENS: Energy Not Supplied)が設定

(Ofgemによる評価方法)

- Ofgemは、NOMS実績とNOMS目標を比較。比較実施にあたり、TOに対して証拠の提出を要求。超過達成(もしくは未達成)が発生している場合、さらに当該企業に対して超過達成/未達成のスケールを定量化するための証拠提出を要求し、それが消費者の最善利益がどうか判断
- 事業者によるNOMS目標の達成に際して、一定水準の違約金/報奨金が設定
⇒例: National Grid社の場合、違約金(または報奨金)の価額は、追加(または回避)された費用の2.5%
- 目標達成に係わる実質的な非正当化事由が存在する場合、ライセンス条件に基づき執行権限の行使も検討



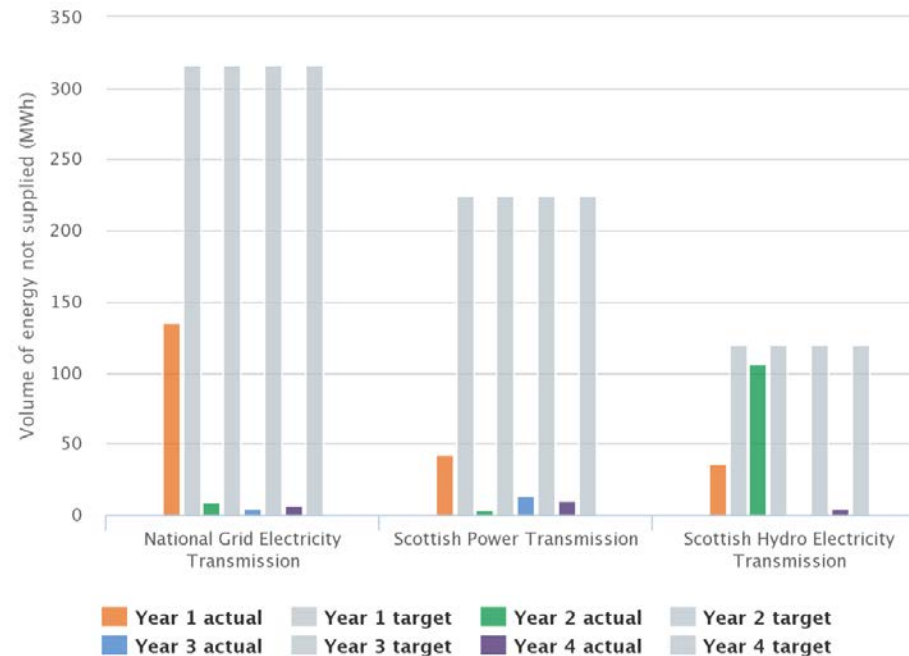
NOMSインセンティブメカニズムのフロー※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある

(出所)Ofgem「Network Output Measures(NOMS Incentive Methodology)」

停電発生量(ENS)の実績値

- 各事業者のENS目標量と実績は、Ofgem Webサイトより公開。National Grid社、Scottish Power Transmission社、Scottish Hydro Electricity Transmission社の3社ともに過年度においては目標を達成(参考: National Grid社の年間目標量MWhは、1990/91～2010/11年度の事象の平均からモンテカルロ法を用いて決定)

Volume of energy not supplied: Electricity transmission
(RIIO-T1)



送電事業者における停電発生量(ENS)の推移

(出所)Ofgem「Network Output Measures(NOMS Incentive Methodology)」

(出所) Ofgem Webサイト

仏TSO RTE社の事例

停電継続時間と停電頻度に関する目標(フランス)

- CREは、TSO(RTE)に対する安定供給に係るインセンティブとして、停電継続時間及び停電頻度に関するインセンティブ規制を導入している。

停電継続時間・停電頻度に関するインセンティブ規制

- 停電継続時間及び停電頻度に関する目標値を設定(TURPE5(第5次送配電料金)における目標値は、TURPE4に対するフィードバック及び外部機関の調査結果を踏まえて設定)。
- 目標値と実績値の差異に基づき、RTEに対してプレミアムまたはペナルティを付与。ただし、RTEの財務リスクを考慮し、インセンティブ(プレミアムまたはペナルティ)には上限／下限を設定。

停電継続時間・停電頻度の目標値及びインセンティブの設定方法

項目	目標値	インセンティブの設定方法	備考
停電継続時間	2.8 分	・実績値が目標値より低ければプレミアム、高ければペナルティが RTE に与えられる。 ・インセンティブ金額は、1 分当たり 1,700 万ユーロ(1 年間の利用者 1 人あたりの平均停電時間に基づき計算)。	・RTE の財務リスクを考慮し、インセンティブ(プレミアムまたはペナルティ)の上限／下限は年間±4500 万ユーロに設定されている。
停電頻度	0.46	・実績値が目標値より低ければプレミアム、高ければペナルティが RTE に与えられる。 ・インセンティブ金額は、0.1 ポイント当たり 1,090 万ユーロ(1 年間の利用者 1 人あたりの平均停電ポイントに基づき計算)。	

(出所) CRE「Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB」

仏TSO RTE社の事例

投資管理インセンティブ(フランス)

- CREは、TSO(RTE)に対して、送電網の開発への適切な投資を促すため、投資管理費用に関するインセンティブ規制を導入している。

投資管理費用に関するインセンティブ規制

- CREが、RTEが提示する予算に基づき、目標予算を設定。
- 目標予算と実際の投資支出の差異に基づき、RTEに対してプレミアムまたはペナルティを付与。

投資管理費用に関するインセンティブの設定方法

実際の投資支出と目標予算の差異	RTEに対するプレミアム／ペナルティ
投資支出が目標予算の90%以下	目標予算の90%と実際の投資支出の差の20%に相当するプレミアムを付与。
投資支出が目標予算の90%から110%の間	プレミアム／ペナルティはなし。
投資支出が目標予算の110%以上	目標予算の110%と実際の投資支出の差の20%に相当するペナルティを付与。

(出所) CRE「Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB」

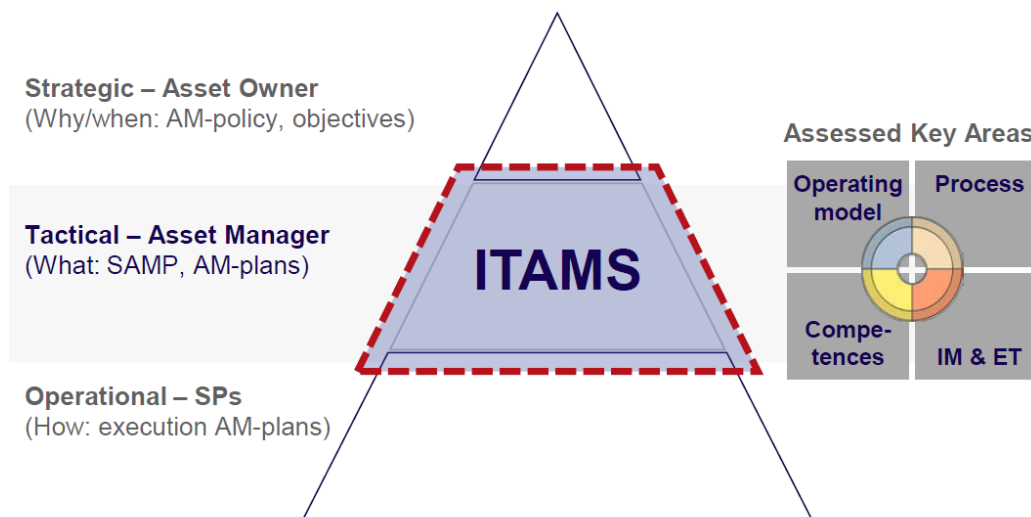
国際的なベンチマークの枠組み

- アセットマネジメントに係わる評価分析の手法に関しては、第3者機関による枠組みも存在しており、各国横断的な分析が実施されている。(例: ITAMS、e3GRIDなど)

*e3GRID: 2018年1月からTCB18として新規のプロジェクトを開始。ECOM、ECOM+、e3GRID、TCB18では、欧州エネルギー規制者評議会(CEER)主導の下、各国規制機関から提出されたデータを基に、コンサルタント会社SUMICSIDが各国TSOの効率スコアを計算している。

国際送電資産管理研究(ITAMS: International Transmission Asset Management Study)

- ITAMS は、国際送電運用・維持研究(ITOMS: International Operations & Maintenance Study) から派生して2010年に誕生した学習コンソーシアムであり、バリュー・ベースのアセット・マネジメント分野における主要企業を対象とした複数企業間のイニシアチブである。
⇒ISO 55001に準拠。参加企業は、アセット・マネジメントの実践及び結果に関して比較可能
⇒参加者で構成される執行諮問委員会(Executive Advisory Board)によって監督
- ITAMSは2年サイクルで実施。ITAMSプログラムは、資産管理の戦術レベルに焦点を当てており、運用モデル、プロセス、能力(Competence)、情報管理・有効化技術(IM & ET)の4つの主要分野にフォーカスしている。



ITAMS:

- Benchmarks the **maturity, alignment** and **completeness** of your AM-system and practices against peers.
- Shows the **effectiveness** of your asset management.
- Shows how (well) your **asset management is performed, organized** and **supported**, and allows you to learn from the best practices.
- Covers quantitative, specific and practically applicable elements, **complementary to ISO 55001**.

ITAMSの全体像

(出所)UMS Group ITAMS Webサイト

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある 45

参考: ITAMSの概要

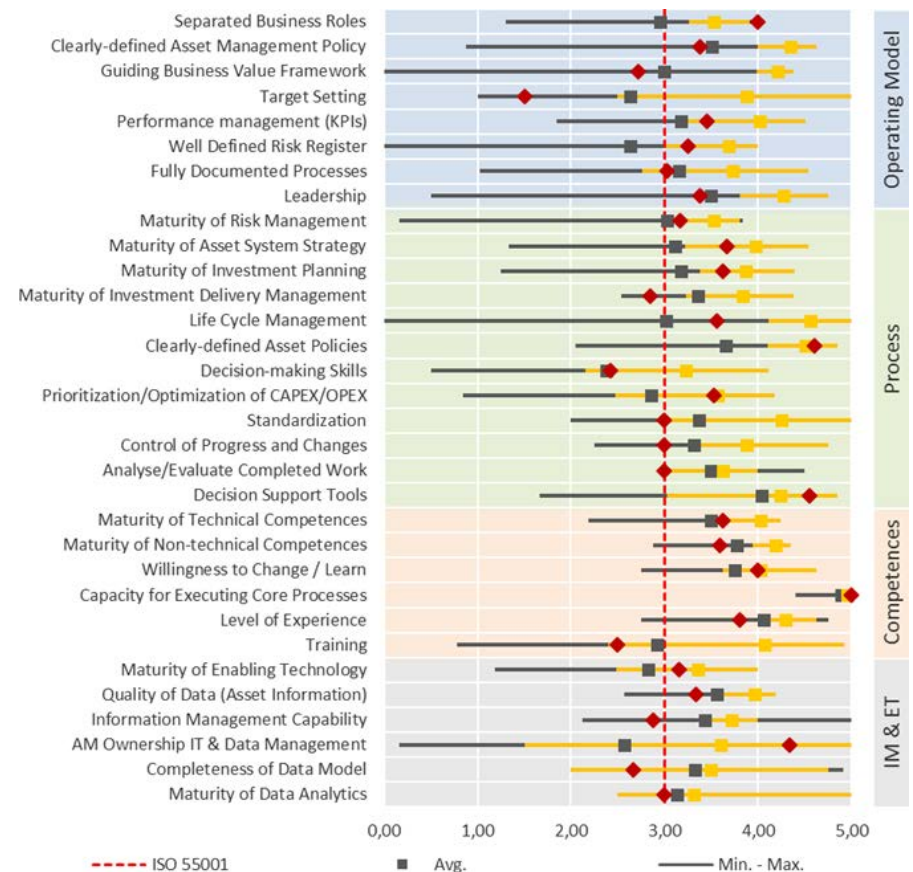
ITAMSの実施状況

- ITAMSは2010年から2016年にかけて4サイクルが既に実施されている。ITAMS2016では、先述した4つの主要な分野を中心にデータ収集・分析を実施し、各企業の資産管理システム及び管理プラクティスを評価している。
- 当該項目に基づく分析結果として、平均値がISO 55001の要求レベルを下回っていた6つの改善分野(目標設定、明確に定義されたリスク・レジスター、意思決定能力、CAPEX/OPEXの優先順位付け/最適化、実施可能化技術の成熟度、AM IT&データ管理のオーナーシップ)を特定した。

ITAMS2016における評価項目

分類	評価項目
概要	所有権、主な主要数値、KPIの目標とスコア、主な実施・計画プロジェクト、研究開発
運用モデル	ビジネスの役割(AO、AM、SP)、組織構造(例:FTEと費用)、資産管理方針 ステークホルダーの重要性、事業価値枠組、業績管理(KPI)、資産管理目標、リスクマネジメント、文書化のレベルと品質、リーダーシップ、継続的改善、資産運用の付加価値
プロセス	サブプロセスの成熟度(リスク管理、資産戦略、投資計画、投資デリバリー)、サブプロセス毎のFTE、サブプロセス毎のアウトプット、ライフサイクル管理、資産戦略・機能政策、意思決定のスキル、最適化・優先順位付け、標準化、受渡条件への適合、完成工事の分析・評価、
重要な数値	システム規模、顧客構成、ネットワーク特性(回路長、変圧器数、資産状態等)、規制タイプ、資金(OPEX、CAPEX)、性能(SML、LTIF等)
能力	技術的能力の成熟度、非技術的能力の成熟度、変革・学習意欲、コアプロセスの実行能力、経験レベル、教育・訓練、従業員の評価、研修・教育の予算と時間
IM & ET	実現可能な技術/ITシステムの成熟度、データの質と完全性、データモデル、情報管理能力、ITおよびデータのAMオーナーシップ、データ分析の成熟度、応用ITツール

ITAMS 2016の評価結果

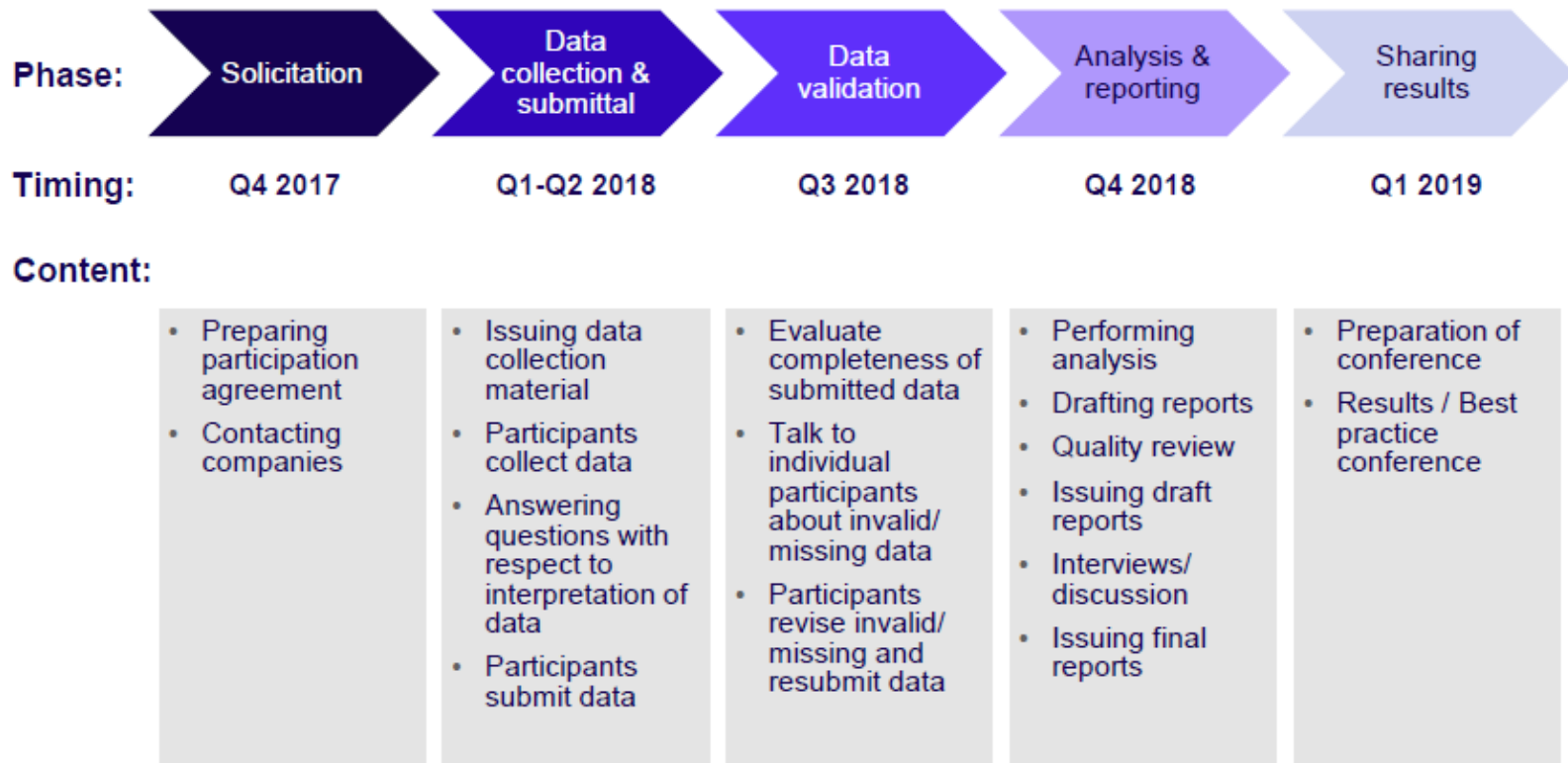


(出所) UMS group「International Transmission Asset Management Study (ITAMS) -Improving the Effectiveness of Your Asset Management- Program Overview ITAMS 2018」

参考: ITAMSの概要

ITAMS2018の実施状況

- 現在はITAMS 2018が実施中であり、最終報告書が2018年第4四半期から第2018四半期に提出される予定である。ITAMS 2018ではITAMS2016の結果を踏まえた上で、データ駆動型資産管理(Data driven Asset Management)、業績管理(Performance Management)、能力(Competences)、継続的改善、データ入力の削減(例、初期処理からのデータのコピー)等に重点が置かれている。



ITAMS2018のスケジュール

(出所)UMS group「International Transmission Asset Management Study (ITAMS) –Improving the Effectiveness of Your Asset Management– Program Overview ITAMS 2018」