

ご意見の内容及びご意見に対するご回答

意見提出元 : eMeter

No	該当箇所	ご意見の内容	ご回答
1		<p><意見内容></p> <p>INTRODUCTION</p> <p>eMeter, a Siemens Business, welcomes the opportunity to provide comments on the Report of Committee on Cost Effective AMI Solution Framework (7th March, 2012), hereinafter “the Report.”</p> <p>eMeter is a smart meter software company that provides an integration platform – EnergyIP™ – to connect smart meters and smart grid communications networks and devices with utility IT systems (see dotted box in figure below, from the Report). We also provide several applications that run on our platform, including meter data management (MDM) for meter-to-cash, consumer engagement, outage data handling in support of outage management systems (OMS), pre-payment, revenue protection, analytics, demand response management, and others.</p>	<p>Thank you for your comments.</p> <p>We will consider your comments on the whole system in selecting communication method or designing our system from the standpoint of reducing the total cost etc. .</p> <p>いただいたシステム全般についてのご意見は、トータルコスト削減などの観点から、通信方式の選定評価やシステム設計時の参考とさせていただきます。</p>

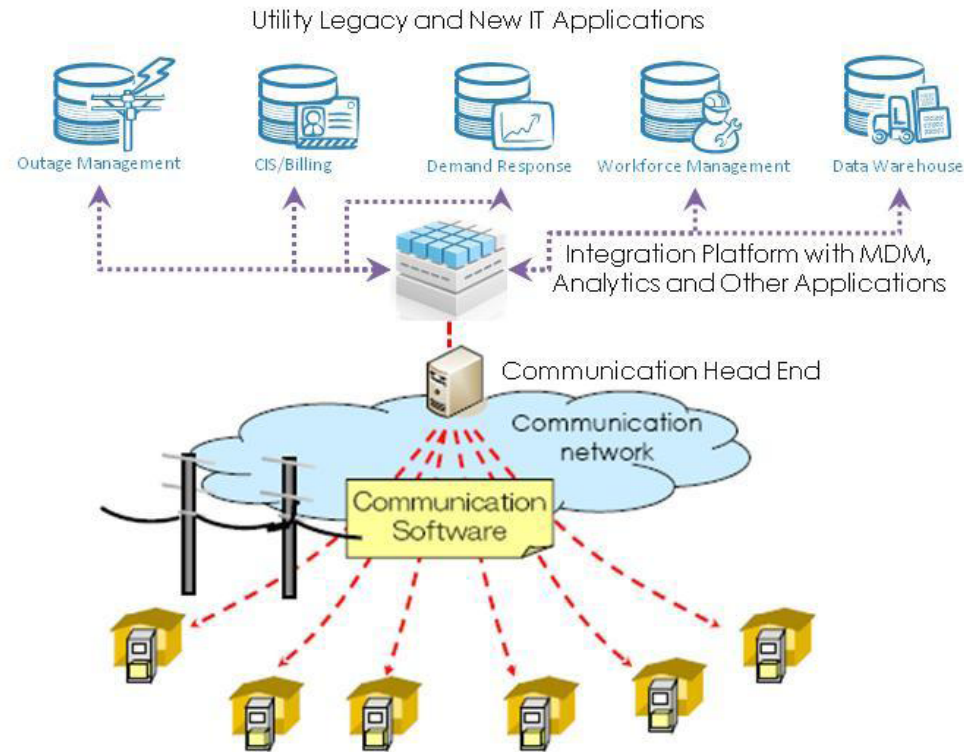


Figure 1: Smart meter architecture; eMeter provides an integration platform (dotted box), MDMS software, connect/disconnect, and a consumer engagement application for customers to view their consumption data.

Being vendor neutral toward all meter, hardware, and legacy utility software systems (e.g. CIS and Billing), eMeter has a unique, unbiased and global perspective on smart meter IT issues. In addition, eMeter's principals have participated in the definition and development of the smart grid for nearly three decades, including leading advanced metering working groups in regulatory proceedings, participating in a wide variety of industry standards groups, founding the Demand Response and Smart Grid Coalition in the U.S. (DRSG), managing consumer-oriented Smart Grid pilots (e.g. PowerCentsDC in Washington, D.C., and the

Ontario Smart Price Pilot in Ottawa, Ontario) that have been recognized for demonstrating best practices, and testifying before the U.S. Congress and various state legislatures on these issues. eMeter has also been active internationally, participating in EU activities and consultations, founding the Brussels-based Smart Energy Demand Coalition (SEDC) and having been an active participant in the U.K.'s previous and current smart metering consultations, including those regarding smart metering functional specifications. Finally, eMeter's software is in use in roughly 40 Smart Grid projects around the world, including several in Europe and Asia.

eMeter's comments are based on three decades experience in the AMI space, including extensive on-the-ground work in implementing and operating AMR and AMI systems of more than 10 million meters. eMeter is the leading provider of a smart meter integration platform and MDMS, with our largest production system now processing hourly interval data retrieved daily for over 4 million meters, with over 3 million customers on time-of-use pricing.

GENERAL OBSERVATIONS

Future-Proof Technology

One of the most important considerations in adopting smart meter specifications is "future-proofing" to enable accommodation of new regulation and new technology over the 20 to 30 year life of a smart meter system. eMeter has observed over the past decades two key strategies to balance value for money against flexibility in meeting future requirements in the implementation of smart meter systems. The first is to separate data sources from data uses. This is accomplished by inserting a software integration platform between the data communications system and the receivers and users of data, such as the IT applications of Connect/Disconnect, Billing, MDMS, OMS, and provision of customer consumption data. Figure 1, above, shows this architecture, which has been implemented successfully at approximately 40 utilities around the world. Logically separating the sources and uses allows for changes to, even replacements of, the IT systems of data users without having any effect on the field devices or data communications, or vice versa. It also eases

the addition of new IT applications related to the Smart Grid.

The second strategy is modularity. Interfaces to communications networks can be through modular adapters so that new communications – or upgrades or changes to existing communications – can be accommodated through either a new adapter or an update to an adapter. This contrasts with the need to modify the entire software infrastructure necessitated by a non-modular, monolithic approach. Such modularity is equally effective with respect to interfaces to the IT applications. In many cases, data must be provided to other parties, such as transmission grid operators, settlement agencies, or authorized energy service providers; the same concept for adapters applies. Over time, interfaces will become more and more interoperable, but eMeter’s experience has been that even interoperable systems nearly always have idiosyncrasies that must be accounted for. In short, cost-management and flexibility are achieved by planning for change from the start and allowing for such change to be incremental and non-disruptive.

Consumer Empowerment

A leading vision of the smart grid starts with benefits to utilities, consumers, and society. In this vision, the smart grid will not only reduce energy waste in the power grid and enable utilities to operate more efficiently, including reducing non-technical losses. The smart grid will increase reliability, enable even more energy savings, require fewer power plants to meet peak demand, allow the grid to handle more wind and solar generation, and make it more economical to drive electric vehicles.

A key means by which the smart grid will achieve these goals is by delivering this triad to empower consumers:

1. Consumers will get timely and usable information feedback about their energy consumption so they can understand and better how they use energy – including knowing how much they’ll save by buying more efficient appliances.
2. The smart grid will support time-of-use and other pricing options for electricity, so citizens can save money by using low-cost power during off-peak hour; one example is

low-cost off-peak wind energy. Such options send the proper price signals to increase the capacity utilization of the generation system, manage transmission constraints, and avoid potential distribution network overloads as customer add new load (e.g. air conditioning, eventually electric vehicles).

3. Automation of home appliances and building control systems via “set-and-forget” devices (especially smart thermostats) allows energy users to respond to energy price changes without even thinking about it. This will make it easy and convenient for anyone who wants to, to save money and energy. The HAN (which is really a “building area network”) provides the real-time usage data to support such automation; price and control signals can come via the HAN or broadband via Wi-Fi (Wi-Fi thermostats are available on the market today).

This consumer empowerment triad is available today in Victoria (Australia), Ontario (Canada), California, Texas, and other states (U.S.), though the HAN per se is activated in scale only in Texas.

COMMUNICATIONS TECHNOLOGY

A key consideration is whether the LAN is RF mesh or PLC. RF mesh is prevalent in the U.S. and Canada, while PLC is prevalent in Europe. The reason is the number of meters per transformer. Since PLC cannot go through transformers, a data concentrator is needed at each transformer. In the U.S., the average number of meters per transformer is roughly 8. Assuming a concentrator installed cost of \$800, this is \$100 per meter. In Europe, the average number is roughly \$80, which works out to only \$10 per meter. At that point, PLC is less expensive than RF mesh and has the advantage of higher reliability of the communications link.

We agree that a real-time HAN interface in the meter is essential to deliver real-time data to home and building energy management systems, in-home displays, smart thermostats, and other devices, including smart appliances and smart lighting control systems. We believe the primary HAN will be owned and operated by the consumer, because it is difficult for

regulated utilities to meet the flexibility, rapid innovation, design, customer support, and other elements of consumer electronics. In our view, based on our own analysis and discussion with utilities in California, Texas, the U.K., and elsewhere, the most common implementation is likely to be for the meter to send data to a gateway, which then connects to an independently operated and managed HAN, including a likely link to the Internet via an existing router. This is illustrated in the figure below.

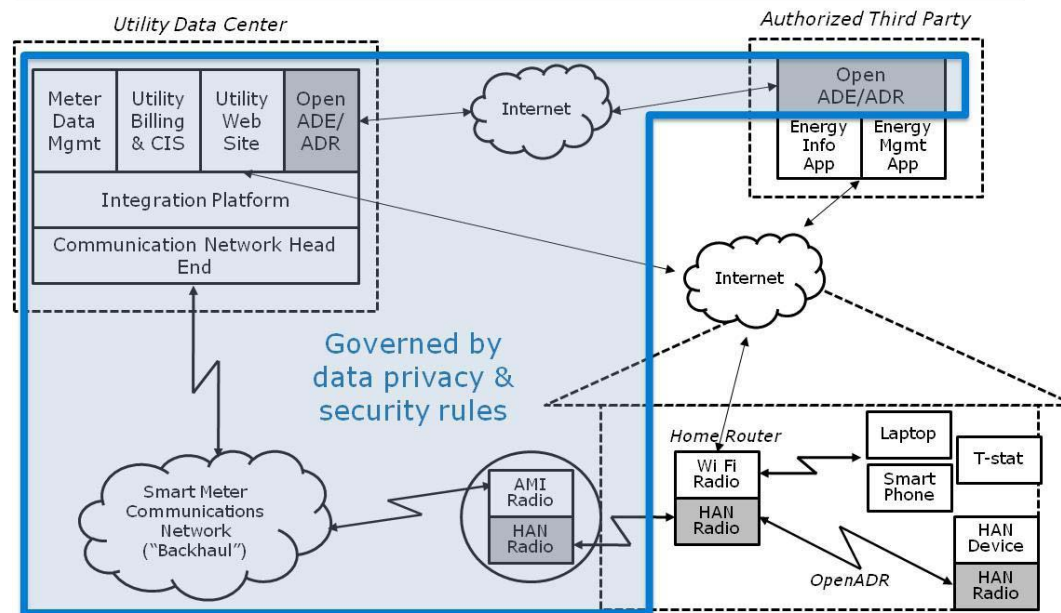


Figure 2: Likely ultimate HAN architecture, showing area covered by data privacy and security regulations and the key standards: 1) the HAN interface between a meter and gateway or other devices, 2) Open Automated Data Exchange to provide data to authorized third parties, and 3) Open Automated Demand Response to send control signals to devices.

In addition to TEPCO's planned pilot, another good way to determine the effectiveness of communications technologies is to visit and analyze existing deployments. Globally, over 188

million AMI meters are installed and in operation, with significant differences in delivered functionality – even though they have common functional capabilities. For example, many AMI meters are read monthly, others daily (which has multiple advantages). These deployments should be reviewed and understood.

While a pilot is not needed to verify AMI functionality, a pilot can accomplish three important objectives. First, it can identify and test the data handling capabilities of a system, including the ability to deliver data to different systems such as billing and OMS. The pilot needs to be “end-to-end” to accomplish this. This is often neglected in pilots, which often focus on simply getting data from the meter to the head end system or only integrating with billing. Second, a pilot can reveal how business processes will be affected by AMI and what changes will be needed to obtain the maximum benefits of AMI. Such processes, unlike the AMI technologies, are unique to each utility. Third, a pilot is a good way to inform various stakeholders through participation in an actual project of the various aspects of AMI – technologies, processes, consumer benefits, and so on. By informing stakeholders, a pilot allows for better implementation decisions when considering the rollout.

METER AND COMMUNICATIONS FUNCTIONALITY

The U.S., Canada, Australia, the UK, and other countries support a standard meter reading frequency of once every 24 hours over the communications network. This reflects the bandwidth limitation of low-cost AMI networks, which realistically cannot read all meters much more frequently than every 24 hours without incurring significantly higher costs, including in the WAN. On the other side, daily reading provides a natural update period for several key applications that help maximize the value of AMI:

- **System operations and load forecasting.** Yesterday’s data is used today for these applications, which use a daily cycle. The data now available is from SCADA and EMS systems. AMI data would complement the now-available data resulting in greater accuracy. Importantly, system operations and load forecasting become significantly more complex as distributed generation and demand response are added to the system, making

daily AMI data essential.

- **AMI operations.** Daily data enables rapid identification of communications and other problems. AMI systems generate exceptions that are small as a percentage, but large in raw numbers – thousands per day per million meters. Daily data allows for better, faster diagnosis and resolution of exceptions.
- **Settlement.** Daily data allows for daily settlement with minimal delays. In the U.S., where AMI is in place, preliminary settlement occurs after only 3 days. This compares with other markets where preliminary settlement occurs after 30 days.
- **Utility financial reporting.** Daily data enables accurate calculation of unbilled revenues and is highly useful in identifying non-technical losses.
- **Demand response.** Daily reads provide participants with rapid, if not real-time, feedback on performance. Studies have shown that the more rapid the feedback, generally the more effective.
- **Consumer energy information.** Daily reads provide more rapid feedback, resulting in greater energy conservation and greater response to demand response events. Daily reads also allow calculation of bill-to-date and end-of-month bill forecasts, which are important for consumer energy management and budgeting.
- **Prepayment.** Daily reads are essential to operation of prepayment using AMI systems. AMI changes the prepayment paradigm. Currently, prepayment requires an expensive and different meter with a card reader and other elements, as well as a completely separate IT system. With AMI, no additional hardware is needed, and the IT application is an incremental addition rather than a separate system. These changes make prepayment widely possible at minimal added cost. Importantly, prepayment provides very large benefits to consumers in managing their spending and consumption – a 12% savings is common – and to utilities in reducing the number of disconnections and lowering their credit and collection costs. Helping consumers, especially the poor, in obtaining and retaining electricity service is a top public policy goal around the world, and prepayment is an important tool in achieving it.

- **Other benefits.** Daily data also improves or enhances several other functions. Among them are power quality, net metering of distributed generation, EV charging, conservation voltage reduction, and grid balancing, which reduces technical line losses.

INTERVAL BILLING

Utilities calculate electricity bills using either register reads or interval data from smart meters. The use of register reads creates numerous operational and policy problems. Because register reads have a long tradition in the industry, their use should be permitted. At the same time, not permitting the use of interval data – also having a long history – results in inconsistency of data between consumer bills and other uses (e.g. web presentment, load forecasting, settlement, etc.), higher costs, more estimated bills, reduced flexibility, increased complexity, and other serious problems. Based on eMeter’s experience and in-depth analysis, we respectfully suggest that TEPCO consider interval billing for these reasons.

COST BENEFIT

eMeter has extensive experience in assisting utilities with building a business case for smart meters. These analyses go back at least to the first comprehensive AMI analysis developed by one of eMeter’s principals in 1990. However, the concepts are straightforward and still hold true today. There are two basic types of smart meter costs:

- **Up-front (capital) costs** include meters, communications, software, installation of field equipment, and implementation and integration of software — as well as the project management needed to make it all come together.
- **Ongoing costs** include operating the communications network and software, managing the data, and maintaining equipment in the field as well as other elements in the system.

In a survey, we found that the capital costs run about \$250 per meter, with ongoing costs roughly \$10–20 per meter per year.

Smart meter benefits include:

- **Reduced utility customer service costs.** Meter reading, connect/disconnect, field visits, fewer estimated bills, shorter customer phone calls, better cash flow, and more savings.
- **Additional utility efficiencies.** Better outage management, lower system losses, reduced energy theft, more targeted transmission and distribution system investment, avoided equipment overloads, etc.
- **Customer benefits.** Enhanced energy efficiency, lower peak demand, more convenience through automation and online interaction with utilities, and intangible benefits such as improved customer satisfaction.

What do these benefits add up to? On average, for our over 30 examples (see our table below), estimated benefits total about \$450 per meter. (To get this, we multiplied the average cost of \$250 by 1.8 — the benefit-to-cost ratio from the table.) As the table shows, sometimes utility benefits completely offset the costs — though in most cases some customer benefits are needed to make the overall business case positive.

Typically, utility regulators and other government officials and policymakers rely on utilities to provide this type of analysis before deciding whether to approve smart meter rollouts. The details of these calculations can get quite complex, so it's important to focus on a couple of basic points.

Net present value. Numbers should be presented as the “present value” of smart meter costs and benefits. This is the sum of the costs and of the benefits over project life (typically 15 but sometimes 20 years). Calculate the present value by looking at the cost or benefit for each year, then “discounting” back to today using an interest rate for the estimated cost of capital. This allows the costs and benefits to be compared apples-to-apples. When you subtract the present value of the costs from that of the benefits, you obtain the “net present value” — one of the most common summary values on which policymakers rely.

Benefit to cost ratio. This is the benefits divided by the costs. For a project to proceed, this value should exceed 1.0. (That is, the benefits should be larger.) Typically this ratio also uses present value amounts, but it can be calculated using total lifetime costs.

Beyond these simple principles, the devil is in the details. For example, many states and countries argue for months or years over how to calculate the value of reducing peak demand by one kilowatt. For this reason, most smart meter business cases include a sensitivity analysis as well as estimates for low, medium, and high cases, or their equivalent. (Our table uses “medium” projections.)

Both utilities and regulators have an incentive to be conservative on both costs and benefits. Utilities want to achieve their spending targets, and regulators want to achieve the expectations they set for customers. Few will complain if the targets are met; many will complain if they are not.

eMeter has gained great experience over the past 20 years in business case development.

These are some of the key learnings:

Use a credible expert to do this analysis — someone who has done it before and understands the economics. A neutral third party consultant may be helpful, but utility experts also are good. Also, provide the opportunity for stakeholder input to benefit from “the wisdom of the crowd.” This is usually done via a formal ratemaking proceeding or a government consultation. It’s helpful to include sensitivity analyses.

And of course, use common sense. Are your results similar to those of others’ analyses?

Are the differences explainable? Do the estimates seem realistic?

A good example is consumer energy savings: a recent study of over 100 smart meter pilot programs showed that smart energy feedback yields an average 8.7% drop in consumption.

Yet the business cases we summarized in our table assume far more conservative reductions of 2–3%.

Significantly, these analyses have been done in many places, many times. It should not be necessary to create a brand new approach to smart meter or smart grid benefit–cost analysis; it is best to make good use of what other smart people have already done.

CONCLUSION

eMeter expresses its support TEPCO’s proposed specifications, with the added information

	<p>provided in these comments. We appreciate the opportunity to comment.</p> <p>(日本語要約)</p> <p>はじめに</p> <p>ジーメンスの1事業部門である eMeter は、費用対効果 AMI ソリューションフレームワークに関する委員会(2012年3月7日)の報告書(以下「報告書」と記す)に対してコメントする機会が与えられたことを歓迎します。</p> <p>eMeter は、スマートメーターとスマートグリッド通信ネットワークを接続するための統合プラットフォーム EnergyIP™、および電力会社の IT システムが使用するデバイスを提供するスマートメーターソフトウェア会社です(報告書から引用した下図の点線ボックスを参照)。検針から入金のためのメーターデータ管理(MDM)、消費者の関与、障害管理システム(OMS)のサポートによる障害データ管理、事前支払い、収益保護、分析、需要応答管理など、弊社プラットフォームで動作するいくつかのアプリケーションも提供しています。</p>	
--	--	--

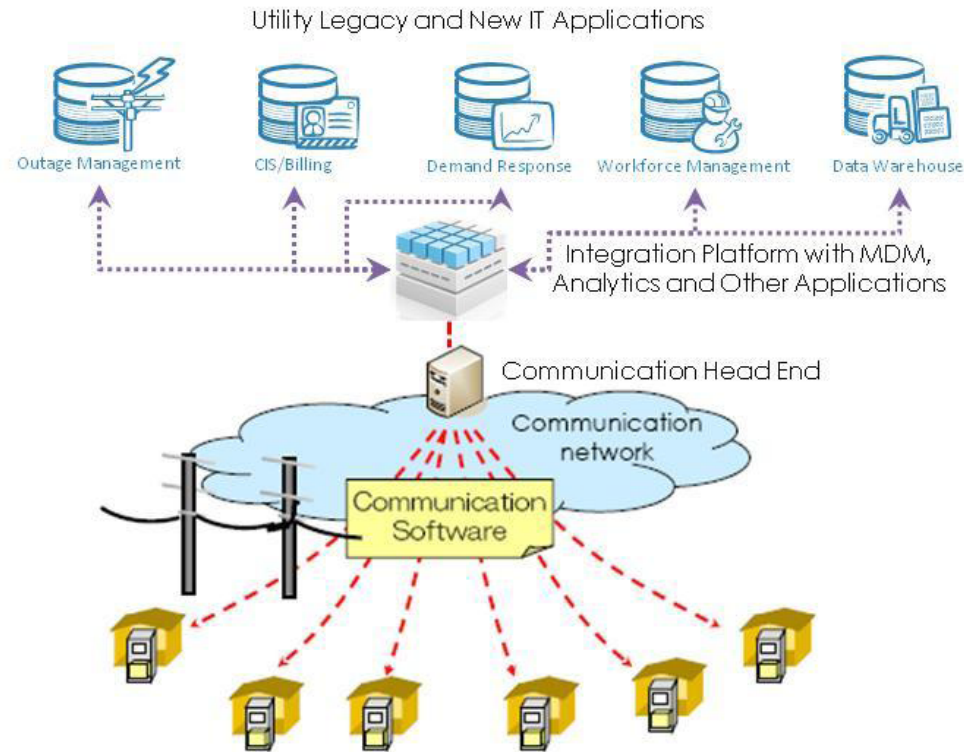


図 1: スマートメーターアーキテクチャ。eMeter は統合プラットフォーム(点線)、MDMS ソフトウェア、接続/切断、消費者が自分の使用量データを表示するための消費者関与アプリケーションを提供しています。

eMeter はすべてのメーター、ハードウェア、レガシーの電力会社ソフトウェアシステム(例えば CIS や Billing)にベンダー中立であり、スマートメーターの IT 問題に対して、ユニークで、公平、グローバルな視点を持っています。さらに、eMeter の上層部は規制手続きでの先進的な検針ワークグループを指揮し、幅広い業界標準グループに参加し、米国の需要対応およびスマートグリッドに係る業界団体(DRSG)を設立、ベストプラクティスを示すことが認められている消費者指向のスマートグリッドのパイロット(例えばワシントン D.C.の PowerCentsDC、オンタリオ州オタワでのオンタリオスマートプライスパイロット)を管理し、こ

これらの問題について米国議会や様々な州議会で証言することを含む、スマートグリッドの規格と発展に約 30 年間に渡って関与してきました。eMeter は EU の活動と協議に参加し、ブリュッセルが本拠地のスマートエネルギー需要連合 (SEDC) を設立、スマートメーターの機能仕様を含む英国での過去、現在のスマートメーター協議に積極的に参加するなど、国際的にも積極的です。最後に、eMeter のソフトウェアは、ヨーロッパやアジアを含む数カ国のおよそ 40 のスマートグリッドプロジェクトで使用されています。

eMeter のコメントは 1 千万台以上のメーターの AMR および AMI システムの導入および運用における膨大な実地での経験を含む、AMI スペースでの 30 年間の経験に基づいたものです。eMeter はスマートメーター統合プラットフォームおよび MDMS の主要プロバイダーであり、私たちの最大のプロダクションシステムは現在、400 万台を超えるメーターの日々の毎時データを取得し、300 万顧客の用時料金を処理しています。

概説

将来も保証される技術

スマートメーターの仕様を採用するにあたっての最も重要な検討事項の 1 つは、スマートメーターシステムの 20~30 年に及ぶ寿命の中で、新しい規制や新しい技術に対応するための「将来の保証」です。eMeter はスマートメーターシステムの導入において、将来の要求に対応する柔軟性と、その金額に見合うだけの価値のバランスを取るために、過去数十年以上に渡って 2 つの重要な戦略について注目してきました。最初は、データソースとデータ利用の分離です。これはデータ通信システムと、接続/切断の IT アプリケーション、請求、MDMS、OMS、消費者の使用量データの提供といったデータの受信者/使用者の間にソフトウェア統合プラットフォームを挿入することで達成できます。上の図 1 ではこのアーキテクチャを示し、世界中のおよそ 40 の電力会社で正常に導入されています。論理的には、ソースと使用の分離によって、フィールドデバイスやデータ通信に全く影響を与えることなく、データ利用者の IT システムの変更(や置換)が可能になります。(または、逆にシステム変更によって、ソースと利用の分離が可能になります)。それはまた、スマートグリッドに関連する新しい IT アプリケーションの追加を容易にします。

2 番目の戦略はモジュール方式です。新しい通信(または既存の通信のアップデートや変

更)が新規アダプターまたは既存のアダプターのアップデートのどちらかによって対応できるように、通信ネットワークへのインタフェースはモジュラーアダプターを通過することができます。これは、非モジュール方式の一体型アプローチに必須の、全ソフトウェアインフラストラクチャーを変更する必要性とは対照的です。そのようなモジュール方式は、ITアプリケーションのインタフェースに関しても、同様に効果的です。多くの場合、データは送電事業者、決済機関、認可されたエネルギーサービス提供事業者のような第三者に提供されます。アダプターにも同じ概念が当てはまります。時が経つにつれ、インタフェースはだんだんと相互運用性を持つようになりますが、eMeter の経験では、相互運用性を持つシステムであっても、ほとんどすべてで考慮すべき特殊性が見つかります。

要するに、コスト管理と柔軟性は、最初から変更を計画することによって達成され、そのような変更を許可することで、成長性を持ち、壊れないようになります。

消費者エンパワーメント

スマートグリッドの主要なビジョンは、電力会社、利用者、社会への利益から始まります。このビジョンでは、スマートグリッドは電力網でのエネルギー浪費を減らすだけでなく、非技術的損失を低減するなど、電力会社がより効率的に運用することを可能にします。スマートグリッドは信頼性を向上させ、さらなる省エネを可能にし、ピーク時需要を満たすために必要な発電所数を減らし、送電線網がより多くの風力および太陽光発電所を処理し、電気自動車をより安く走らせることができるようになります。

スマートグリッドがこれらの目標を達成するための重要な手段は、次の3つのものが消費者のエンパワーメントのために提供されて行われます。

1. 消費者はエネルギー消費量に関するタイムリーで有用な情報フィードバックが得られ、より省エネの製品を買うことでいくら節約できるかなど、どのようにより良くエネルギーを使用できるかを知ることができます。
2. スマートグリッドは電気の時間帯別料金やその他の料金プランをサポートし、オフピーク時間の低料金電力を使用することで人々は料金を節約することができます。例えば低コストのオフピーク風力エネルギーがあります。そのようなオプションは、発電システムの設備稼働率を増やし、送電の制約を管理し、消費者が新たに負荷を増やし(例えばエアコ

ンや、最終的には電気自動車など)潜在的な配電網の過負荷を避けるように、適切な価格シグナルを送信します。

3. 「設定後は操作不要」デバイス(特にスマートサーモスタット)による家電製品と建物制御システムの自動化 は、エネルギー使用者が意識することなしにエネルギー価格変化に対応することを可能にします。これは、お金とエネルギーを節約したい人にとって、簡単で便利な方法です。HAN(「ビルディングエリアネットワーク」のこと)は、このような自動化をサポートし、リアルタイム使用量データを提供します。価格および制御シグナルは、Wifiを利用したHANまたはブロードバンド経由で送信できます(Wifi サーモスタットは現在販売されています)。

消費者をエンパワーメントする3つのものは現在、ビクトリア州(オーストラリア)、オンタリオ州(カナダ)、カリフォルニア州、テキサス州、その他の米国の州で利用できますが、HAN そのものが大規模に実施されているのは、テキサス州だけです。

通信技術

重要な考慮事項は LAN が無線(RF)メッシュまたは、電力線搬送通信(PLC)であるかということです。無線メッシュは米国とカナダ、PLC はヨーロッパで普及しています。その理由は、変圧器当たりのメーター数です。PLC は変圧器を通過できませんので、変圧器ごとにデータ集信装置が必要になります。米国では、変圧器あたり平均約8台のメーターあります。集信装置の想定設置コストは\$800なので、1メーターあたり\$100となります。ヨーロッパでは平均は80メーターなので、1台のメーターあたり\$10となります。その時点で、PLC は無線メッシュより安価で、しかも通信リンクの信頼性が高いという利点があります。

メーター中のリアルタイム HAN インタフェースが、家庭やビルのエネルギー管理システムへのリアルタイムデータ配信、ホームディスプレイ、スマートサーモスタット、スマート家電やスマート照明制御システムなど他のデバイスに必須であることは認めます。規制された電力事業が柔軟性、素早い革新、設計、顧客サポート、家電製品の他の要素に合致することは困難であるため、HAN は根本的に消費者によって所有され、操作されるだろうと考えています。私たち独自の分析や、カリフォルニア、テキサス、英国、その他の国の電力会社との議論に基づいて、最も一般的な実装は、メーターがデータをゲートウェイに送信することだと考

えています。その後、既存のルーターを介してインターネットにリンクすることを含む、独自に操作・管理された HAN に接続します。これを下図で説明します。

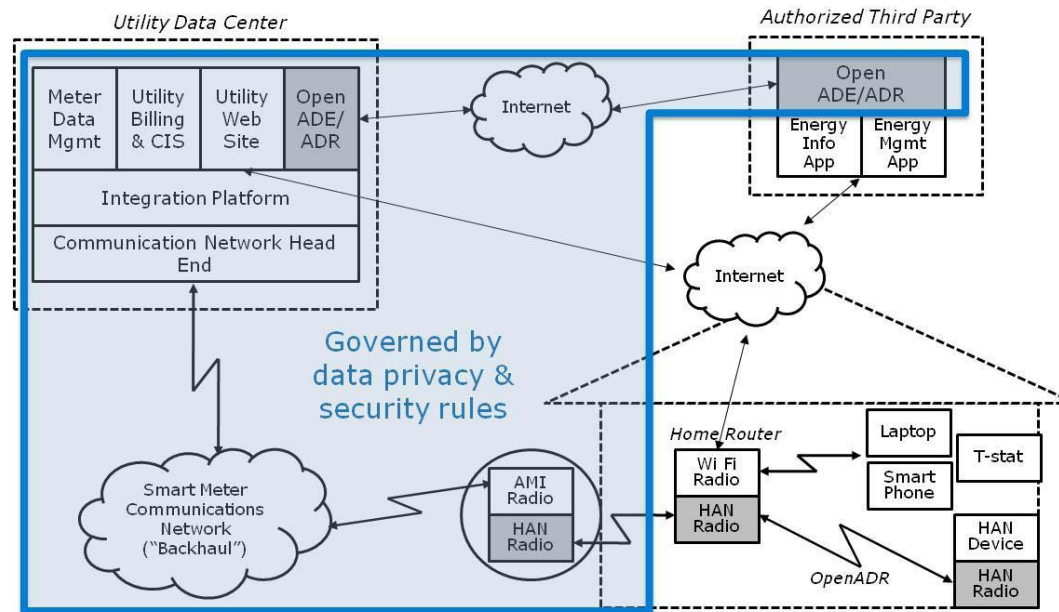


図 2: データのプライバシーとセキュリティ規制、および重要な標準をカバーする領域を示す、想定される究極の HAN アーキテクチャ。1) メーターとゲートウェイ(またはその他デバイス)間の HAN インタフェース。2) 認証された第三者に対するデータの提供のためのオープンな自動データ交換。3) デバイスに対する制御シグナルを送信するためのオープンな自動要求応答。

東京電力が計画しているパイロット試験に加えて、通信技術の効果を定めるための別の良い方法は、既存の導入済みものを視察し、分析することです。世界では、1億8800万台以上のAMIメーターが設置され、稼働しており、その実現する機能は大きく異なるものの、それらは同じ機能的能力を持っています。例えば多くのAMIメーターは月1回検針されますが、他は毎日検針されます(こちらの方が多くの利点があります)。これらの導入を調査し、理解

すべきです。

AMI 機能性の検証はパイロット試験では必須ではありませんが、パイロット試験は次の 3 つの重要な目的を達成します。第一に、請求および OMS のような異なるシステムにデータを送信する機能を含む、システムのデータ処理能力を同定および試験することができます。これを実現するために、パイロット試験は「端末間」で行う必要があります。しばしばメーターからヘッドエンドシステムへのデータ受信や請求との統合のみに焦点が当てられ、パイロット試験ではこれがしばしば無視されています。第二に、パイロット試験は AMI によってどのようにビジネスプロセスが影響を受け、AMI の利益を最大化するためにどのような変化が必要かを明らかにしてくれます。そのようなプロセスは AMI 技術とは異なり、各電力会社の独自のものであります。第三に、パイロット試験は技術、プロセス、消費者の利益など、AMI の様々な側面の実際のプロジェクトへの参加を通じて、様々な利害関係者に情報を知らせるための良い方法です。サービスの開始を考えた場合、利害関係者に知らせることで、パイロット試験は優れた実装の決定が可能となります。

メーターと通信機能

米国、カナダ、オーストラリア、英国、その他の国では、通信ネットワークを通じた標準的な 24 時間間隔のメーター検針をサポートしています。これは低コスト AMI ネットワークの帯域幅の制限を反映しています。現実的には WAN を含む有意に高いコストを発生させずに、24 時間より短い間隔ですべてのメーターを検針することはできません。一方で、日毎の検針はいくつかの重要なアプリケーションにとって自然な更新を提供し、AMI の価値を最大化することを助けます。

- ・ **システム操作と負荷予測。**これらのアプリケーションでは、1 日をサイクルとして、前日データを当日に利用します。現在入手できるデータは SCADA および EMS システムからのものです。AMI データは現在入手できるデータを補完し、非常に優れた精度を実現します。重要なのは、分散された発電と需要予測がシステムに追加されると、システム操作と負荷予測が非常に複雑になり、日々の AMI データが必須となります。

- ・ **AMI 操作。**毎日のデータが、通信やその他の問題の迅速な特定を可能にします。AMI システムは割合としては少ないですが、毎日 100 万メーターに対して数千という、数として

は多い例外を生成します。日々のデータは、例外より良い、素早い診断と解決を提供します。

- ・ **決済。**日々のデータにより、最小限の遅延で日々の決済が可能になります。米国では、AMI が導入されている場合、予備的な決済はわずか 3 日で行われます。これは予備的な決済が 30 日後に行われるその他の取引とは対照的です。
- ・ **電力会社の財務報告。**毎日のデータは、未支払い収入の正確な計算を可能にし、非技術的損失を特定するのに非常に有効です。
- ・ **需要応答。**日々の検針により、リアルタイムでなくとも、迅速なパフォーマンスのフィードバックを参加者に提供します。フィードバックが迅速であるほど、一般的により効果的であることが研究で示されています。
- ・ **消費者エネルギー情報。**毎日の検針は、より迅速なフィードバックを提供し、さらなるエネルギーの節約と、需要応答イベントに対する大きな応答をもたらします。毎日の検針は、一日の金額計算や、月末の請求予測を可能にし、消費者エネルギー管理および予算に重要です。
- ・ **支払い。**日々の検針は、AMI システムを使用した前払い操作に必須です。AMI は支払いのパラダイムを変えます。現在、前払いにはカードリーダーとその他要素を持つ高価で異なるメーターや、完全に独立した IT システムが必要です。AMI では、追加的なハードウェアは必要ありませんし、IT アプリケーションは個別システムというよりも、徐々に追加されていきます。これらの変化により、最小の追加コストで、広く前払いが可能になります。重要なのは、前払いが支出と消費を管理することで、一般的に 12%の節約という非常に大きな利益を消費者に与えます。また、電力会社も切断数を減らし、与信コストや徴収コストを下げるができます。電気サービスを届け、維持することで特に貧しい消費者を助けることは、世界中の一番の公共政策目標であり、前払いは、それを達成するための重要なツールです。
- ・ **その他の利点。**日々のデータはその他のいくつかの機能を向上、強化します。それらには、電力品質、分散された発電の余剰電力購入、電気自動車充電、節電のための電圧低下、技術的なライン損失を減らすためのグリッド平均化が含まれます。

設定時間毎の請求

電力会社はスマートメーターからのレジスターの読み取りまたは間隔データを使用して、電気料金を計算します。レジスターの読み取り値の利用は、多くの操作上およびポリシーの問題を生み出します。レジスターの読み取りは電力業界の長い間の慣習であり、その使用は許可されるべきです。同時に、間隔データの使用を認めないと(こちらも長年の慣習です)、消費者への請求とその他のデータ(ウェブ表示、負荷予測、決済など)が合致なくなり、高コスト、推定による請求の増加、柔軟性の低下、複雑性の増加、その他重大な問題の原因となります。

eMeter の経験と深い分析に基づき、これらの理由から、東京電力では設定時間毎の請求を検討することを提案します。

費用効果

eMeter はスマートメーターのビジネスケースを構築し、電力会社を支援する豊富な経験を持ちます。これらの分析は、少なくとも 1990 年に eMeter の重役の 1 人によって開発された最初の包括的な AIM 分析に遡ります。しかし、その概念は明白で、今日も通用します。スマートメーターのコストには、次の 2 つの基本タイプがあります。

- ・ **初期コスト(資本コスト)**にはメーター、通信、ソフトウェア、フィールド機器の設置、ソフトウェアの導入と統合、そしてこれらをまとめ上げるためのプロジェクト管理も含まれます。
- ・ **運営コスト**には通信ネットワークおよびソフトウェアの操作、データ管理、フィールドでの装置の維持、システム内のその他要素が含まれます。

調査では、メーター1 台当たりの資本コストはおおよそ\$250、年間の運営コストはメーター1 台当たりおおよそ\$10-20 がかかることが分かりました。

スマートメーターの利点:

- ・ **電力会社のカスタマーサービスコストの低減。**メーター検針、接続/切断、実地調査、推定による請求の減少、お客様からの電話時間の短縮、キャッシュフローの向上、さらなる節約。
- ・ **その他の電力会社の効率化。**優れた障害管理、少ないシステム損失、エネルギー盗

難の低下、よりターゲットを絞った送電および配電システムへの投資、機器の過負荷防止など。

・ **顧客の利点。** エネルギー効率の向上、低いピーク需要、自動化と電力会社とのオンライン相互作用による利便性向上、顧客満足度の向上など目に見えない利点。

これらの利点は何を追加しますか。30以上の例の平均では(下の表を参照)、推定される利益の合計はメーター1台当たり\$450です。(これを得るために、平均コスト\$250に表から得られた利益対コスト比1.8を掛けました)。表で示されるように、電力会社の利益は完全にコストを相殺することがあります。しかし、ほとんどの場合、一部の顧客利益でビジネスケース全体をプラスにする必要があります。

通常、電力業界の規制機関、その他政府役人、政策立案者たちは、スマートメーターの展開を認可する決定を行う前に、電力会社が提供するこの種の分析を利用します。これらの計算の詳細は非常に複雑なため、いくつかの基本的な点に着目することが重要です。

現在の正味価格。 数字はスマートメーターのコストと利益の「正味価格」として表示されなくてはなりません。これはコストと、プロジェクト寿命(通常は15年だが、20年のこともある)全体での利益を合計したものです。毎年のコストと利益から現在の価値を計算し、資本の推定コストの利率を使用して、現在に戻って「割引」します。これによってコストと利益を同一条件で比較することが可能です。利益からコストの現在価値を引き算すると、「現在の正味価格」が得られます。これは政策立案者が一番良く用いる集計値の1つです。

コスト率に対する利益。 これは利益をコストで割ったものです。プロジェクトが継続するためには、この値が1.0を超えている必要があります。(つまり、利益の方が大きい必要があります)。通常、この割合は現在の価値を使用しますが、ライフタイムコスト全体を使用して計算することもできます。

これら簡単な原則を超えて、面倒なことが細部に存在します。例えば、多くの州や国では、ピーク需要を1キロワット減らす価値をどのように計算すべきか、数ヶ月、数年も議論しています。このため、ほとんどのスマートメータービジネスケースでは感度分析が行われ、低／中／高ケースでの見積もり(またはそれに同等のもの)が含まれています。(私たちの表では「中」予測を使用しています)。

電力会社も規制機関も両方が、コストと利益に対して保守的でありたいと考えます。電力会

社は支出目標を達成し、規制機関は顧客に設定した予想を達成することを望みます。目標が達成されていることに不平を言う者はなく、目標が達成されない場合に多くが不平を言うからです。

eMeterは過去20年間のビジネスケース開発の大きな経験を持っています。これらは主な習得事項の一部です。

この分析には信頼できる専門家、その経験を持ち、経済学を理解している人物に依頼してください。中立の第三者コンサルタントが役に立つかも知れませんが、電力業界の専門家もお勧めします。また、「群衆の知恵」から利益を受けるために、利害関係者から意見を聞く機会も提供してください。通常、これは正式な料金率制定手続きまたは政府との協議によって行われます。感度分析を含めることが役に立ちます。

もちろん、常識を使用してください。あなたの結果は、他人の分析と似ていますか。その違いを説明できますか。その見積もりは現実的ですか。

良い例は、消費者のエネルギー節約です。100台を超えるスマートメーターのパイロットプログラムの最近の研究では、スマートエネルギーフィードバックによって、平均で8.7%、消費が低下することが示されています。しかし、表でまとめたビジネスケースでは、それよりもはるかに保守的な2-3%の削減と見積もっています。

重要なのは、これらの分析は多くの場所で、何度も行われています。スマートメーターまたはスマートグリッドの効果費用分析のためにまったく新しい手法を作成する必要はありません。

他の頭の良い人が既に行っていることを十分に活用することをお勧めします。

結論

eMeterはこれらのコメントで提供される追加情報を用いて、東京電力が提案する仕様に対するサポートを表明します。コメントをする機会を頂いたことに感謝いたします。

<理由>

References are included in our comments above. Thank you.

(日本語要約)

		参照は上述のコメントに含まれます。ありがとうございました。	
--	--	-------------------------------	--