



NSERC SMART MICROGRID NETWORK
nsmg-net



Can a Smarter Grid Slow Down Climate Change While Accelerating Energy Independence?

Symposium ID 4120, Organized by Dr. Hassan Farhangi, PI NSMG-Net

American Association for the Advancement of Science
Vancouver, BC, Canada, February 2012

www.smart-microgrid.ca



Agenda

- Speaker #1: Dr. John Macdonald – Day4 Energy (Founder and Chairman)
Title: Future of energy systems and unsustainability of status quo
- Speaker # 2: Mr. Kip Morison – BC Hydro (Chief Technical Officer)
Title: Utility perspectives on issues confronting the energy industry
- Speaker # 3: Dr. Hassan Farhangi – BC Institute of Technology (Director)
Title: Smart Grid and its role in achieving energy independence
- Speaker # 4: Dr. Reza Iravani – University of Toronto (Professor)
Title: Managing demand through a smarter distribution system
- Speaker # 5: Dr. Geza Joos – McGill University (Professor)
Title: Expanding production capacity thru renewable sources of energy
- Speaker # 6: Dr. David G Michelson – University of British Columbia (Professor)
Title: Role of ICT in transforming the existing grid into smart grid
- Discussant: Dr. Chris Marnay - Lawrence Berkley National Lab (Staff Scientist)

Agenda

1. The Legacy Grid
2. The need to change
3. Smart Grid core concepts
4. Where we are today
5. The road ahead
6. Smart Microgrids
7. NSMG-Net
8. Questions and Answers



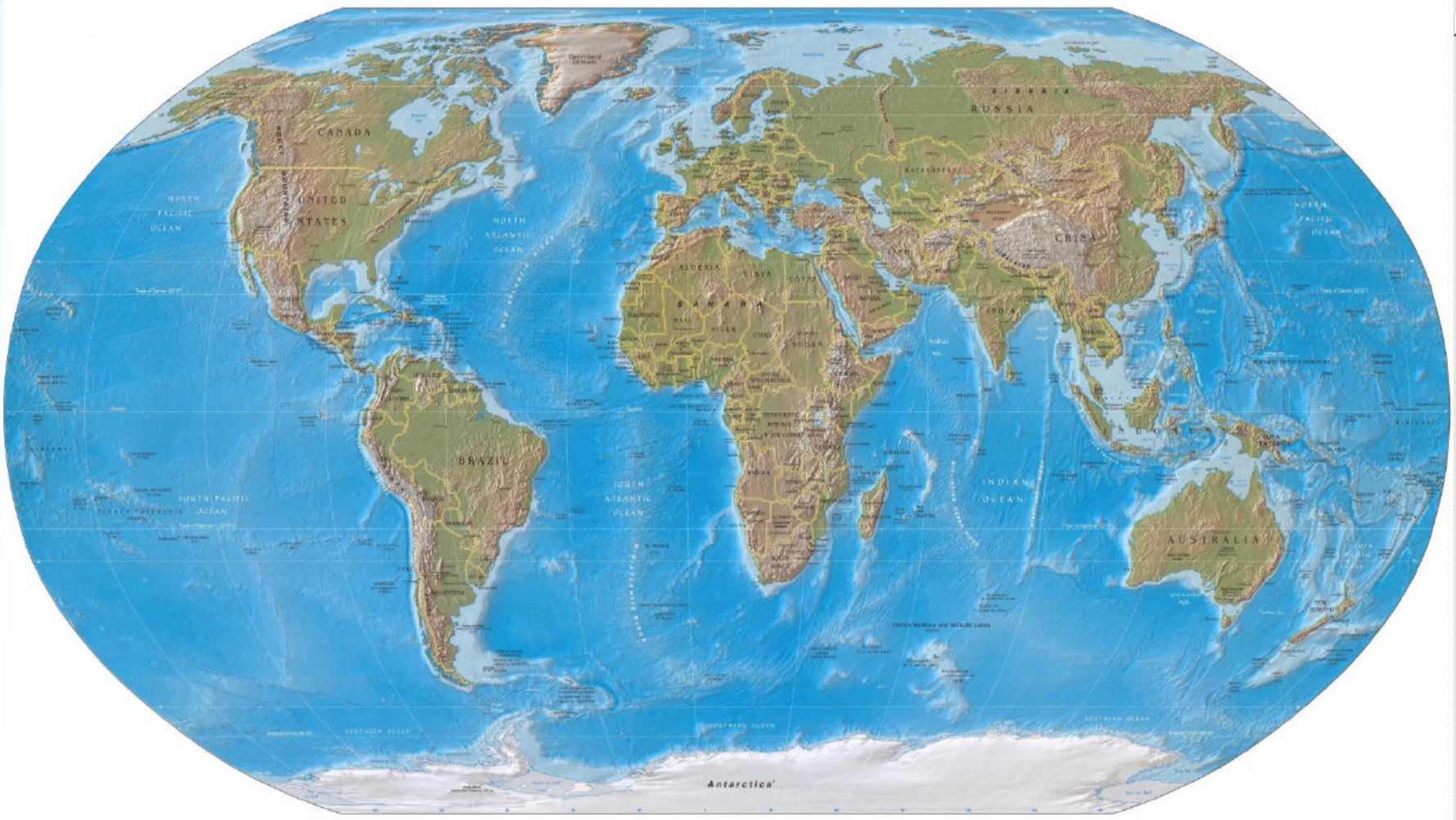
nsmg-net

www.smart-microgrid.ca



**NSERC
CRSNG³**

Global Utility Industry



Source: Public Domain

www.smart-microgrid.ca

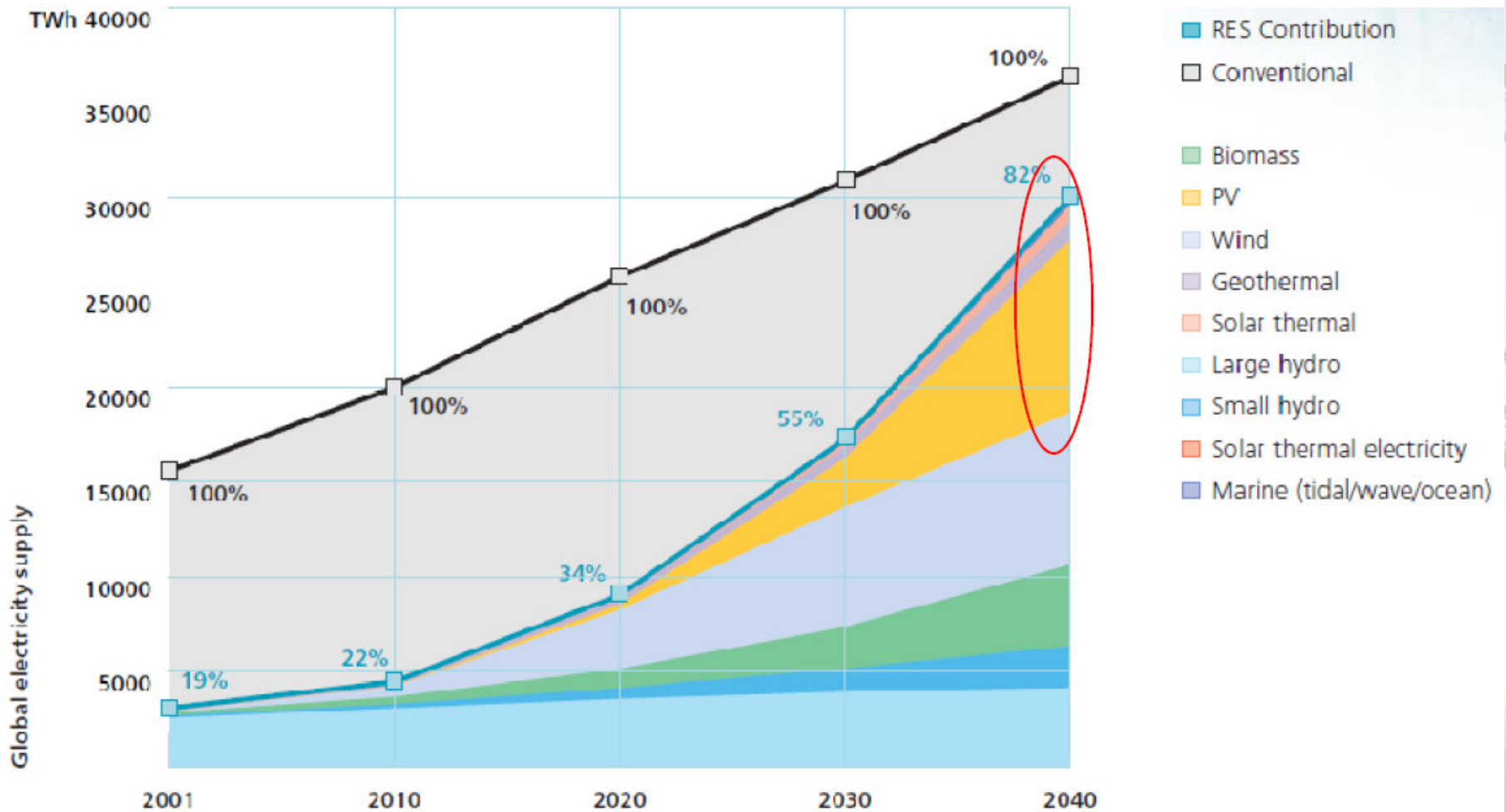


Global Electricity Production

<u>Rank</u>	<u>Country</u>	<u>GWh</u>	<u>Date</u>
1	United States	4,110,000	2008 est.
2	China	3,451,000	2008 est.
3	European Union	3,080,000	2007 est.
4	Russia	1,040,000	2008
5	Japan	957,900	2008 est.
6	India	723,800	2009 est.
7	Canada	620,700	2007 est.
8	Germany	593,400	2007 est.
9	France	535,700	2007 est.
10	Korea, South	440,000	2008 est.
11	Brazil	438,800	2007 est.
12	United Kingdom	368,600	2007 est.
13	Spain	300,500	2008 est.
14	Italy	289,700	2007 est.
15	Mexico	245,000	2008 est.
16	South Africa	240,300	2007 est.
17	Australia	239,900	2007 est.
18	Taiwan	238,300	2008
19	Turkey	198,400	2008 est.
20	Iran	192,600	2007 est.
21	Saudi Arabia	179,100	2007 est.
213	N. Mariana Islands	0.0606	Jan 2009

Source: Public Domain

Global Electricity Production



Source: Public Domain

2003 Italian Blackout

September 29, 2003, Italy
57 million people
Restoration time: 18 hrs



Source: Public Domain

2003 Italian Blackout

mento e in alcune regioni anche altro.

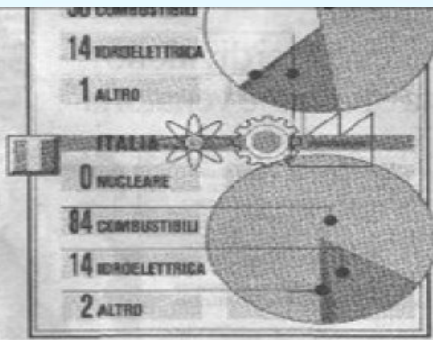
Ormai sappiamo tutti che a provocare l'interruzione di corrente è stata la caduta di un albero, durante un temporale, su un cavo ad alta tensione in Svizzera (da quel paese della Francia, importeremo l'energia che non riusciamo a produrre in casa: circa il 16% del nostro fabbisogno). Ma, posto che l'albero cadeva e può cadere in ogni momento anche sulla rete nazionale, quello che ancora non sappiamo con certezza è perché un incidente così banale ha provocato un tale disastro.

Proviamo a capirlo con l'aiuto di un esperto, l'ingegner Danilo Scervati, che ha chiesto per molti anni il settore distribuzione degli Iren, uscendone per limiti di età.

Prima di addentrarci nei misteri del blackout, è necessario però fare un passo indietro e vedere come è strutturato un sistema elettrico. Questo è composto in genere di quattro aree: produzione, regolazione e trasmissione, distribuzione e vendita. E ognuna ha caratteristiche ed esigenze diverse.

Cominciamo dalla "centrale", gli stabilimenti di produzione. Qui un'energia primaria (acqua in cascata, combustibili come il petrolio, il gas e il carbone, energia nucleare) viene trasformata in energia elettrica. In teoria qualsiasi imprenditore può costruire uno stabilimento, produrre e vendere energia: ai fini della concorrenza si tratta di un'attività libera e la sua remunerazione è costituita da un prezzo di mercato.

Poi c'è la regolazione e questa è l'attività prevalente del Gestore nazionale. Tutta l'energia prodotta dalle centrali viene consegnata a una Rete di Trasmissione ad altissima tensione (di regola, 380 mila volt) che a sua volta la passa al sistema di distribuzione e questo infine agli utenti. È un'agente di grande serietà, di sacro virginità. Deve bisogna mantenere costantemente un equilibrio perfetto tra l'energia in arrivo e quella richiesta: l'elettricità infatti



LA NOTTE PIÙ SCURA

L'INCIDENTE
27 settembre, l'inciso è un albero finito sulla linea in Svizzera

LO STOP
L'Italia si ritrova senza l'energia importata dall'estero

IL BUIO
Le centrali si bloccano e tutta l'Italia finisce al buio

L'EMERGENZA
Inizia alle 22.00 di sabato notte e finisce 18 ore dopo

La scarsa potenza di un sistema produttivo vecchio, la mancata liberalizzazione del mercato, i costi elevati

Blackout, tutto quello che non va dietro l'albero caduto sulla rete



che doveva chiudersi per impedire lo stop delle centrali, con il conseguente collasso della rete. E non c'entrano nulla né i francesi né gli svizzeri che ci forniscono l'energia? Il problema è tutto "made in Italy".

Il fatto è che nella notte tra sabato 27 e domenica 28 settembre non sono scattati gli "alleggeritori di carico" che, come il salvavita domestico, in queste situazioni dovrebbero entrare in funzione automaticamente. Si tratta di "relais" sofisticati, delicati e diversi: arci della rete, chiedono la distribuzione per un tempo limitato ed evitano così che le centrali si fermino. Su questo punto, ha insistito in particolare l'ex ministro dell'Industria Enrico Letta, senza ricevere finora chiarimenti adeguati. "È un tipo di incidente - commenta l'ingegner Scervati - in base alla sua esperienza personale - che in quarant'anni di Iren non si era mai verificato".

In attesa che l'inchiesta internazionale dei Gestori europei faccia il suo corso, e soprattutto che la magistratura italiana si dighi per dirla, ro colposo, per il momento si possono fare qualche ipotesi. Una è che gli "alleggeritori di carico" non sono scattati a causa di una cattiva o insufficiente manutenzione: nel tempo, le reti sono state trascurate e anche questi "relais" potrebbero essersi per così dire arrugginiti.

Eppure gli "alleggeritori" sono tanti, posizionati in vari punti: è mai possibile che si siano guastati tutti insieme? Solo le verifiche e gli accertamenti potranno dare una risposta definitiva a questa domanda: a cominciare dal sospetto che i "relais" siano stati disattivati alla vigilia del blackout parziale di giugno per impedire che scaltassero automaticamente, e poi non siano stati più riattivati per una banale dimenticanza.

L'altra spiegazione tecnicamente possibile è che siano andati in affi la rete parallela di telecomunicazione, distinta da quella telefonica che si usa per le comunicazioni a voce, su cui viaggiano dati e comandi. Già di proprietà dell'Enel, questa rete è stata trasferita successivamente a Wind, da cui ora viene gestita. Gli "alleggeritori", insomma, non sarebbero

privatizzazione che esso ha favorito

Nonostante la rinuncia al nucleare

gestioni", insomma, non sarebbero

Source: Public Domain



2003 US & Canada Blackout

50 million people in USA and Canada

63 000 MW lost \approx 11 %

Cost \approx 4 – 10 billion \$ US

003 / 45 / 7844

ISAT GeoStar 45

Source: Public Domain

www.smart-microgrid.ca



2003 US & Canada Blackout



Source: Public Domain

www.smart-microgrid.ca



Problems & Solutions

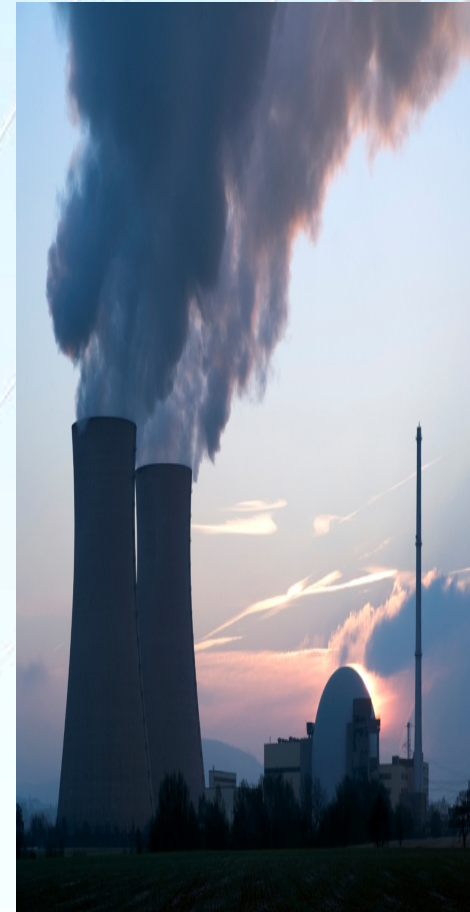
Problems facing the Power Industry:

1. Rising cost of energy
2. Aging infrastructure
3. Mass Electrification
4. Climate Change

Solutions pursued by Utility companies:

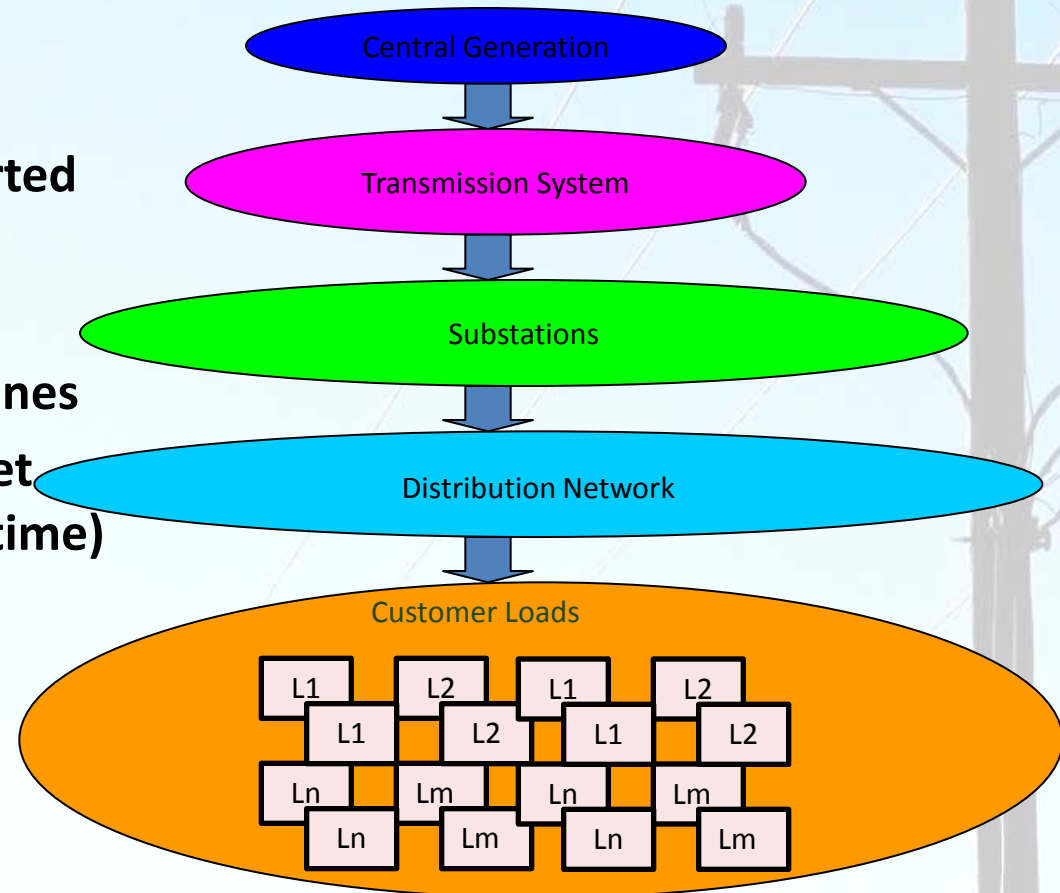
1. Optimize use of expensive assets
2. Manage end-user demand
3. Facilitate Co-Generation
4. Use renewable sources of energy

These require modernization of the electricity grid !

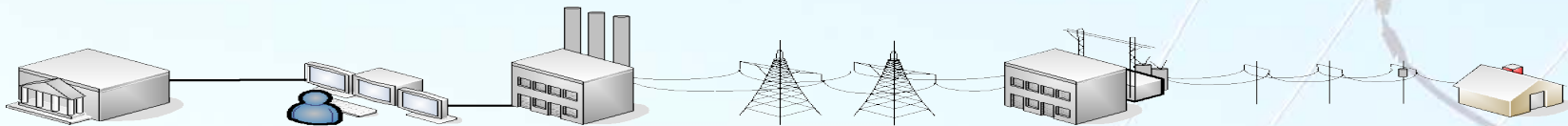


The existing Grid

- **Centralized Grid**
- **Only 1/3 of fuel energy converted to electricity**
- **Waste heat is not recovered**
- **8% is lost along transmission lines**
- **20% gen capacity exists to meet peak demand only (i.e. 5% of time)**
- **Domino effect failures**



Smart Grid Foundation



Electrical infrastructure



Information/Communication infrastructure

Source: EPRI

The Challenge

- **Modernize the grid without any interruption to critical services**
- **Manage technical, process and organizational risks**
- **Adopt open architecture solutions**
- **Minimize infrastructure overhaul cost**
- **Promote interoperability standards**



Smart Grid Vision



M. S. PACHEZ, 2004

Source: EPRI

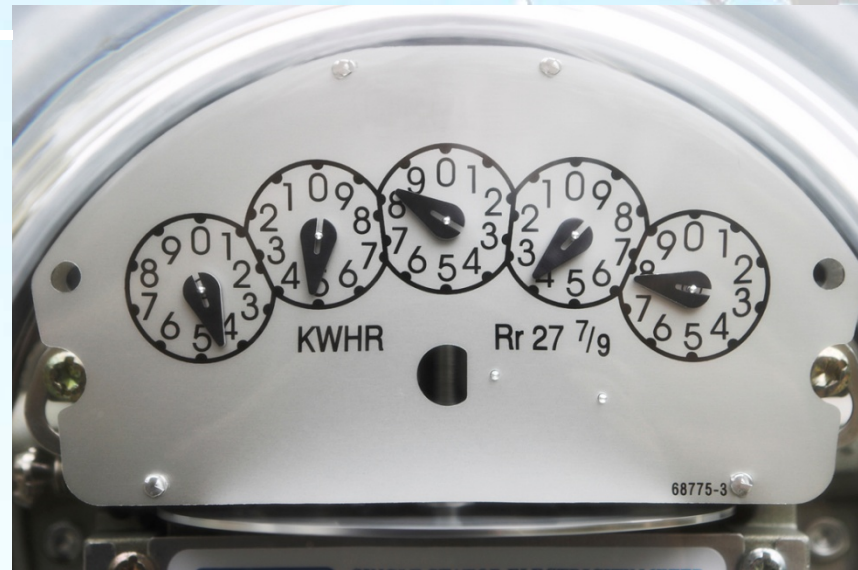
www.smart-microgrid.ca



Need for a New Grid

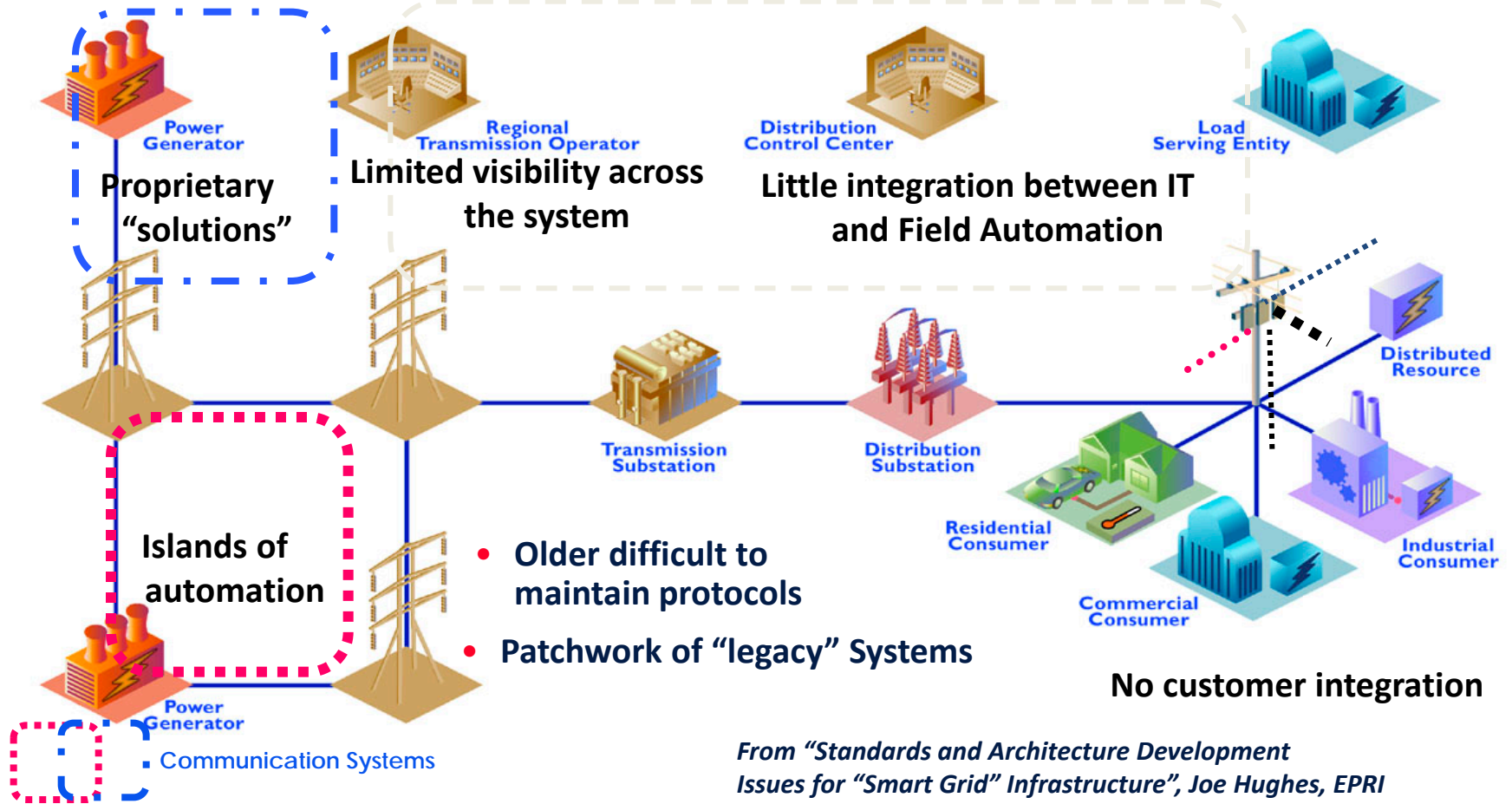
The new grid has to be:

- Smart & Adaptive
- Self-healing
- Self-monitoring,
- Integrate alternative sources of energy
- Allow distributed generation (Co-Gens)
- Two-way communication
- Smart Distribution Network
- Provide end-customers with the ability to make choices on their usage pattern and carbon footprint



Where are we now?

- Little or no enterprise level integration



Source: EPRI

From "Standards and Architecture Development Issues for "Smart Grid" Infrastructure", Joe Hughes, EPRI

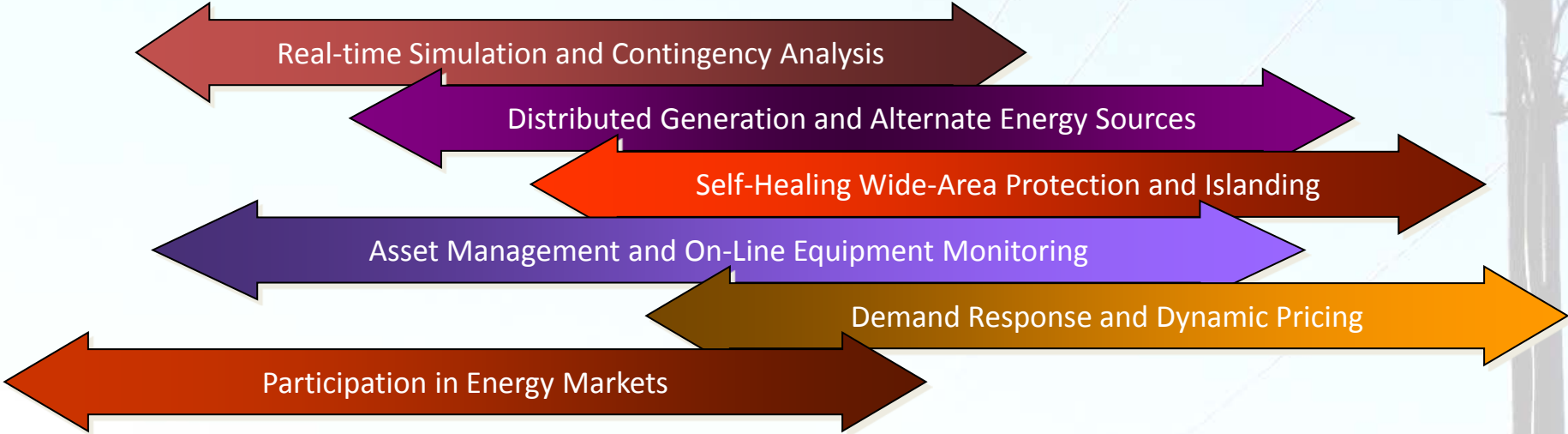
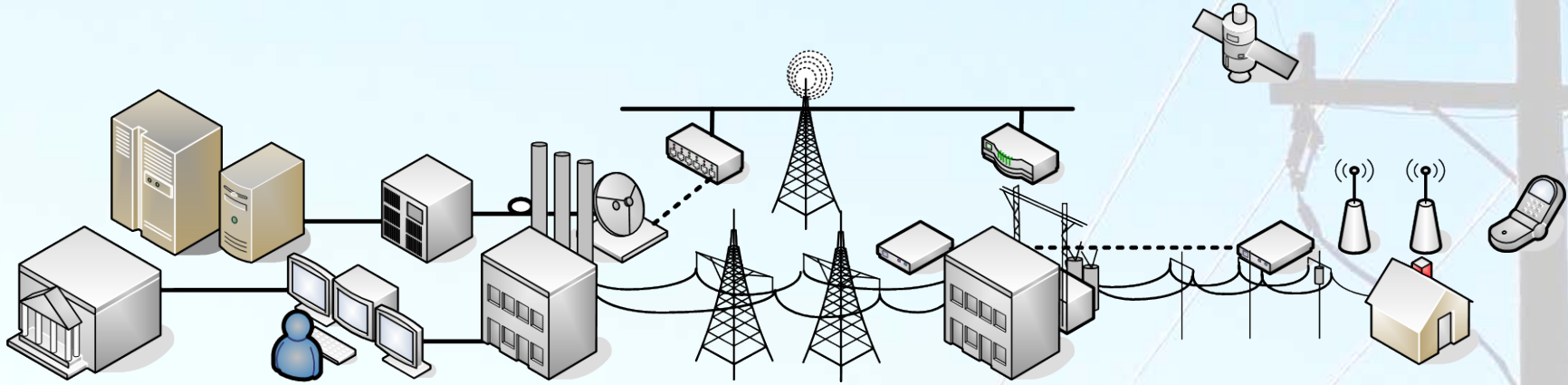
Where are we heading?



Source: EPRI

From "Standards and Architecture Development Issues for "Smart Grid" Infrastructure", Joe Hughes, EPRI

Smart Grid Applications



Real-time Simulation and Contingency Analysis

Distributed Generation and Alternate Energy Sources

Self-Healing Wide-Area Protection and Islanding

Asset Management and On-Line Equipment Monitoring

Demand Response and Dynamic Pricing

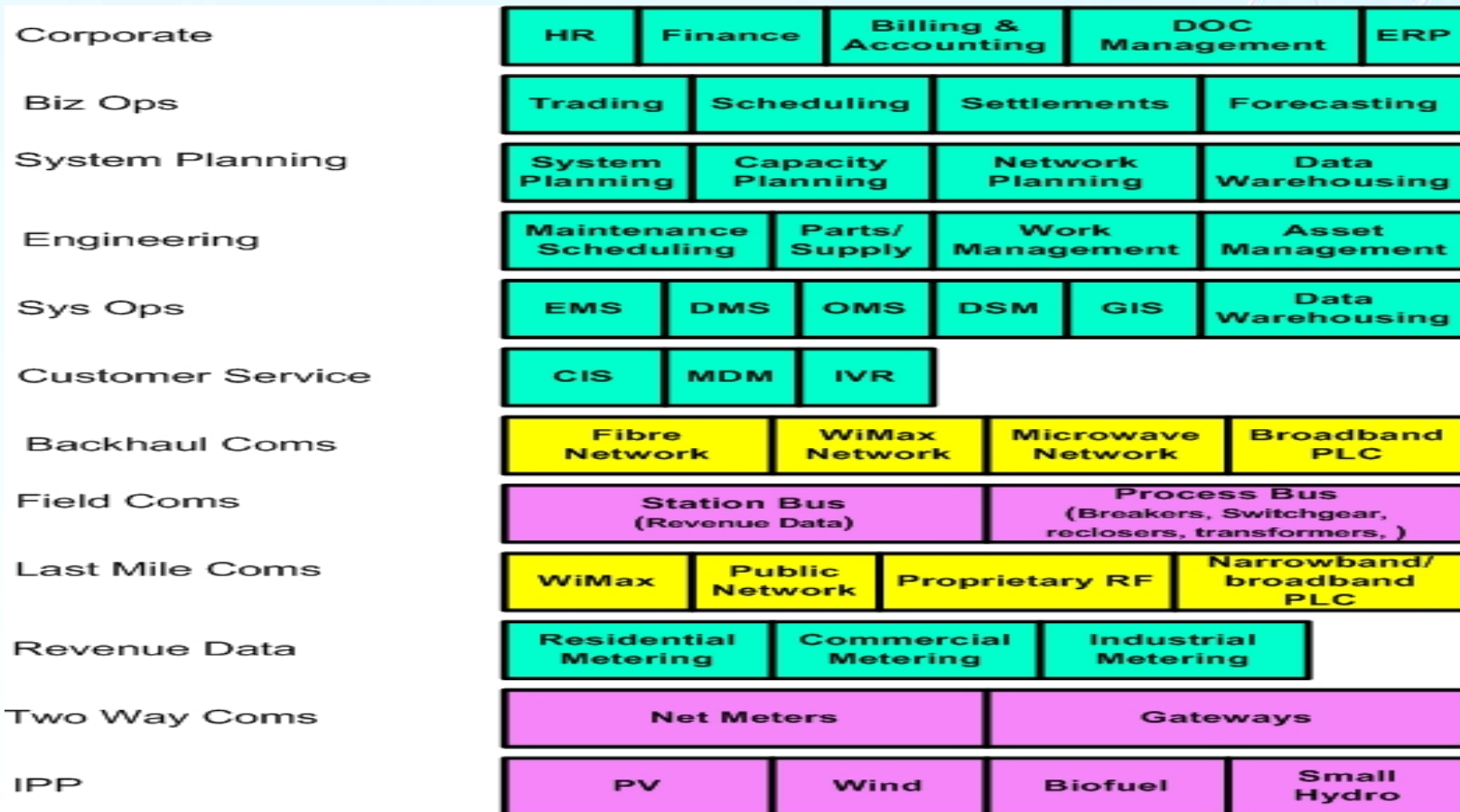
Participation in Energy Markets

Source: EPRI

www.smart-microgrid.ca



Smart Grid ICT Architecture



Color Code
 DATA
 COM
 ASSET

Smart Grid ICT Architecture



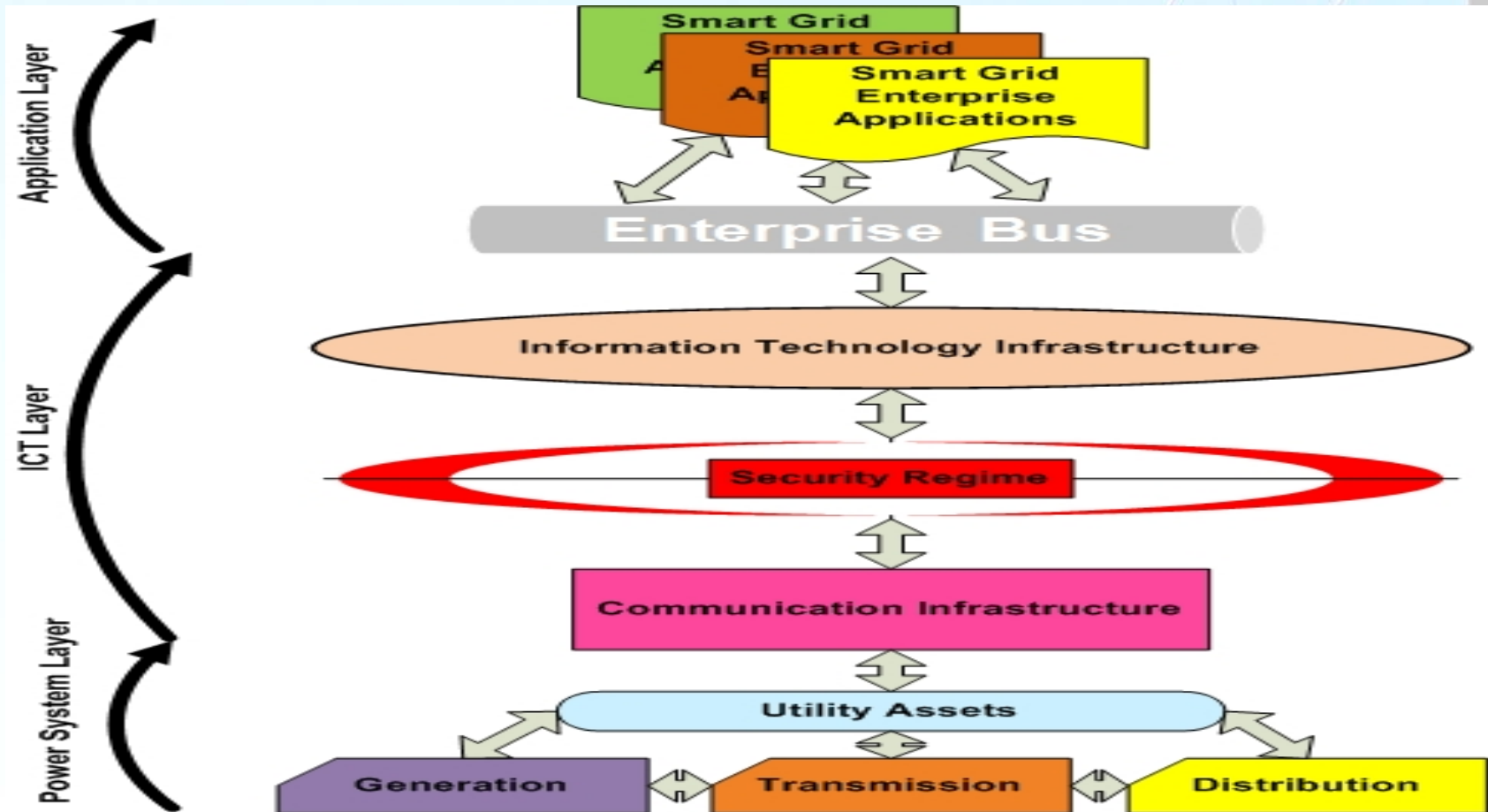
nsmg-net

www.smart-microgrid.ca



NSERC
 CRSNG

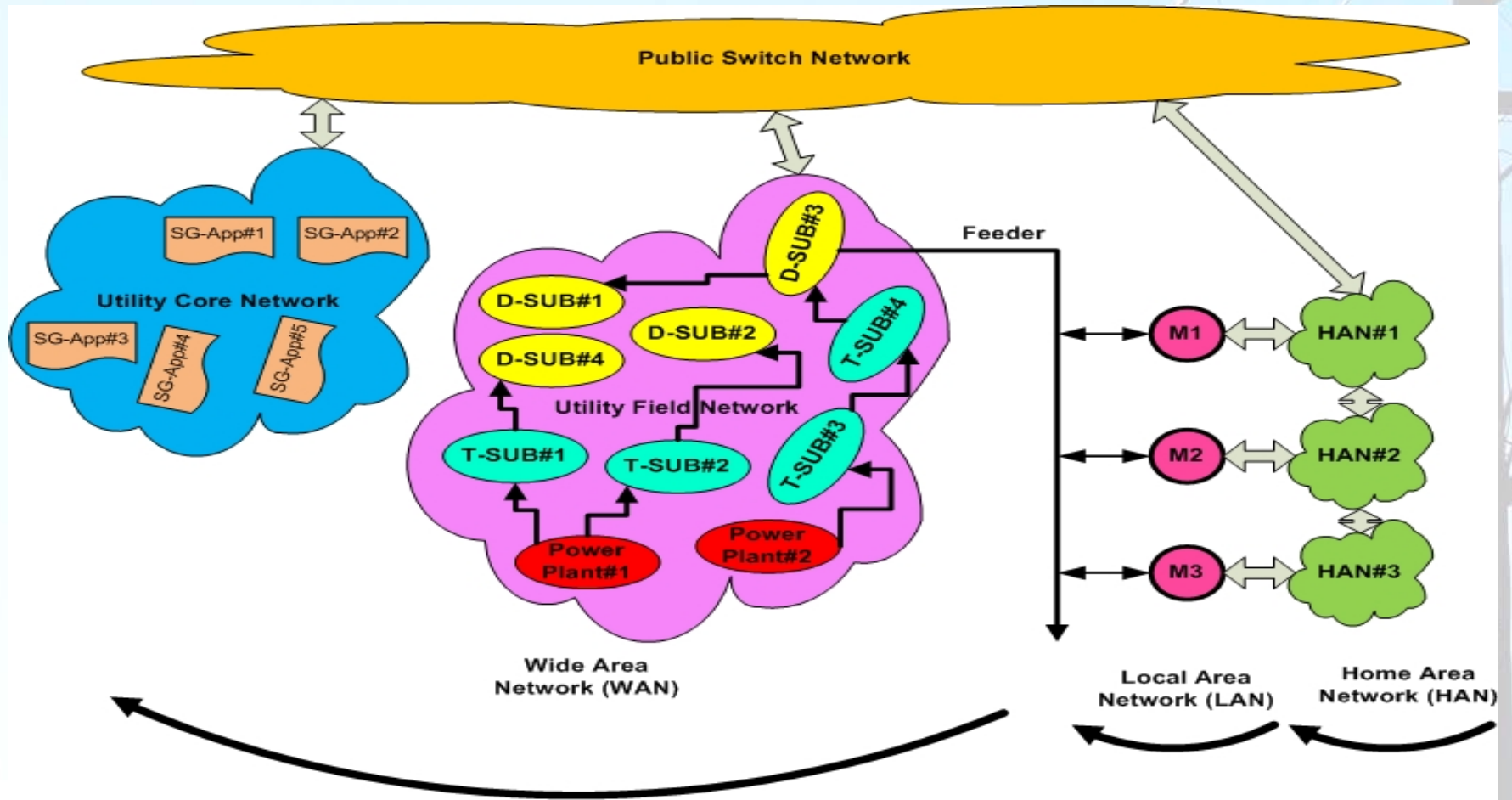
Smart Grid System Hierarchy



Smart Grid System Hierarchy



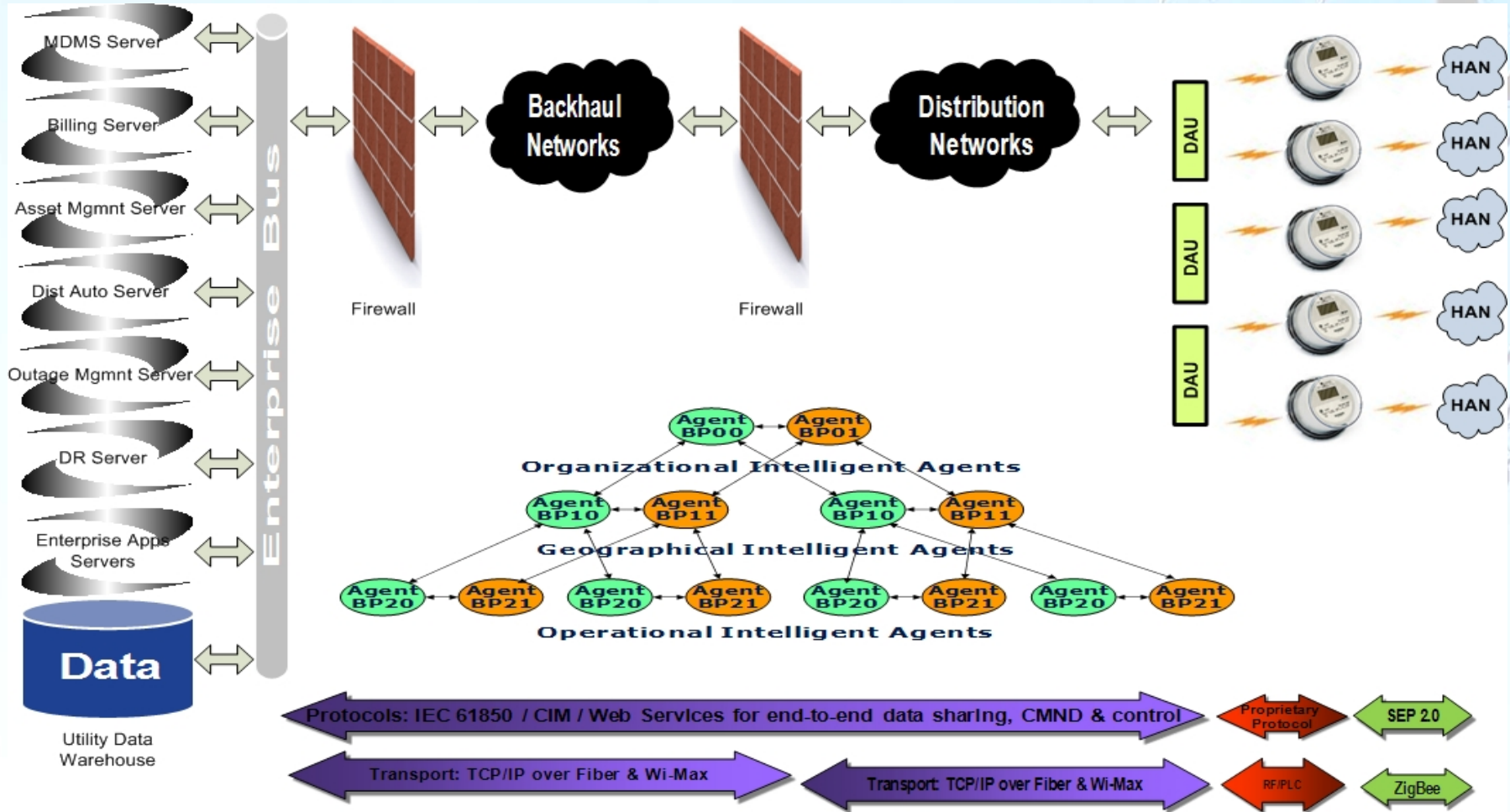
Smart Grid Network Hierarchy



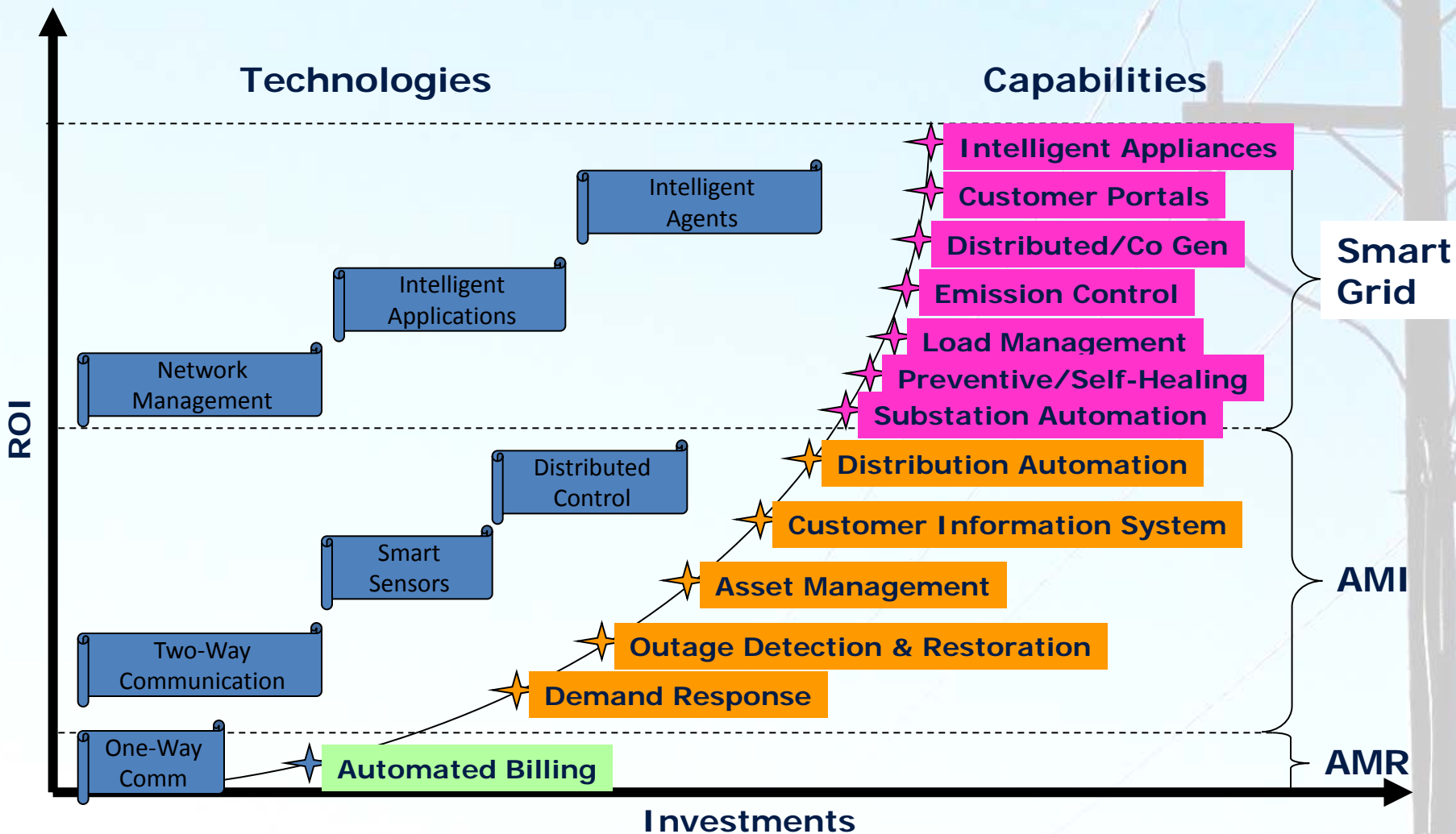
Smart Grid Network Hierarchy



Smart Grid Distributed Command and Control

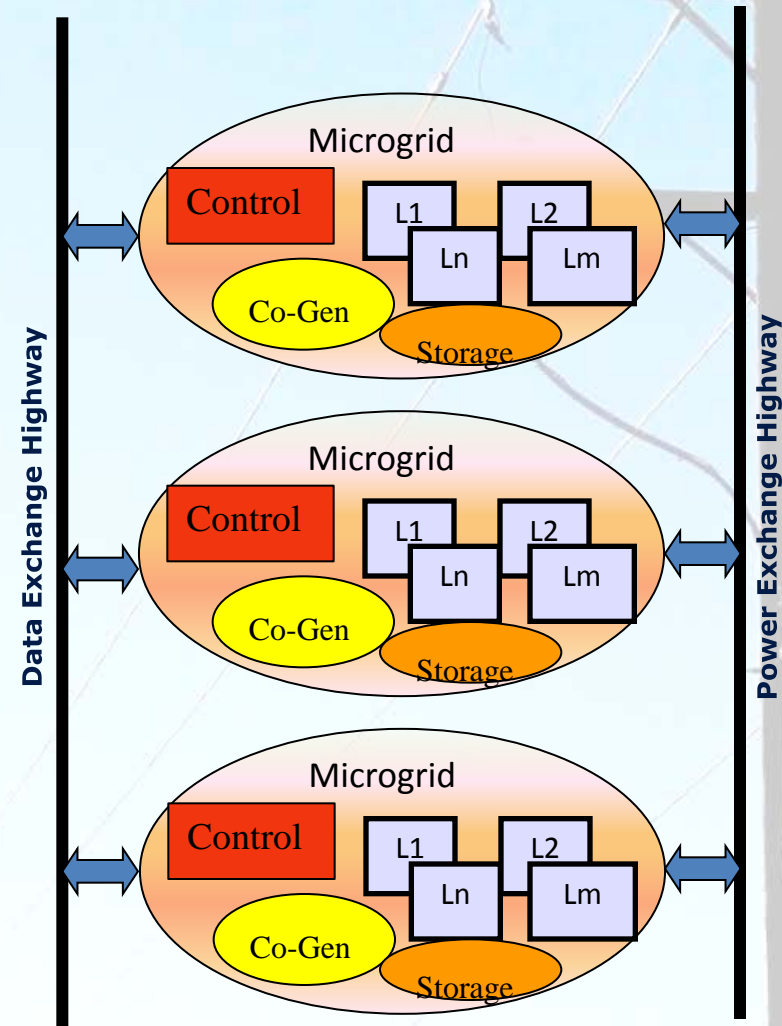


Technologies vis-à-vis capabilities

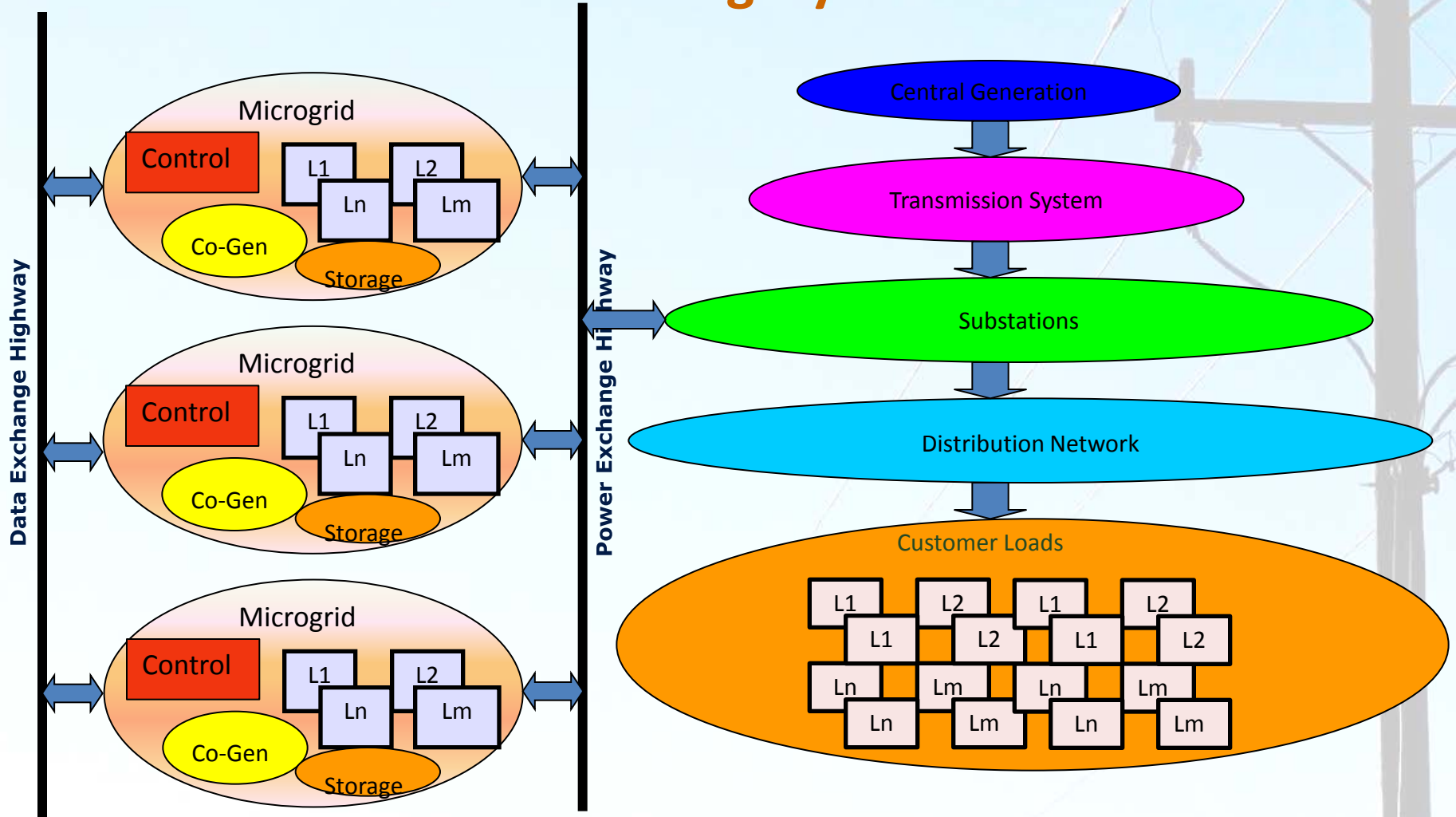


The future Grid

- Collection of integrated and Smart Microgrids
- Combined Heat/Power (CHP)
- Coordinates local supply with local demand
- Avoids transmission losses and vulnerabilities
- Integrates renewable sources of energy
- Resilient to failures
- Independent Power Producers and customers are active players in energy transactions



Gradual Evolution of legacy Grid to Smart Grid



Canada's first campus based Smart Microgrid at BCIT's Burnaby Campus; A joint BC Hydro and BCIT R&D Initiative



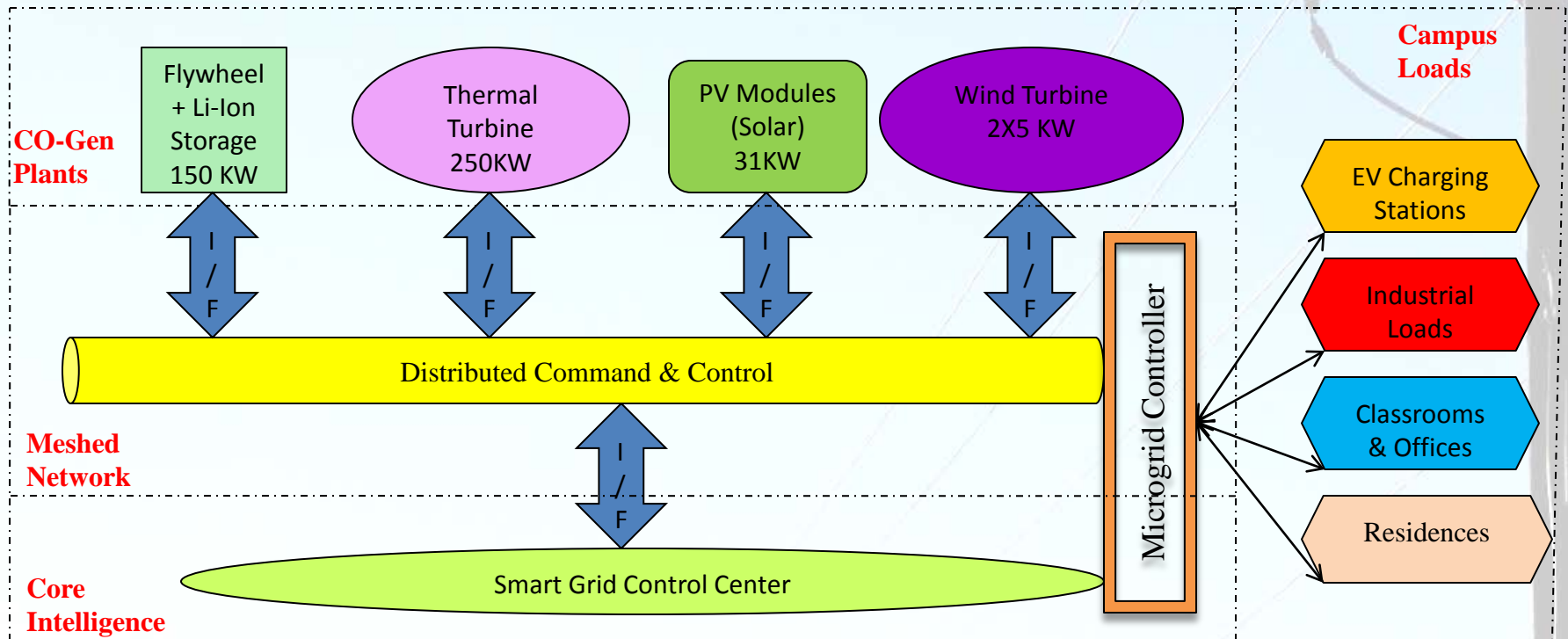
nsmg-net

www.smart-microgrid.ca

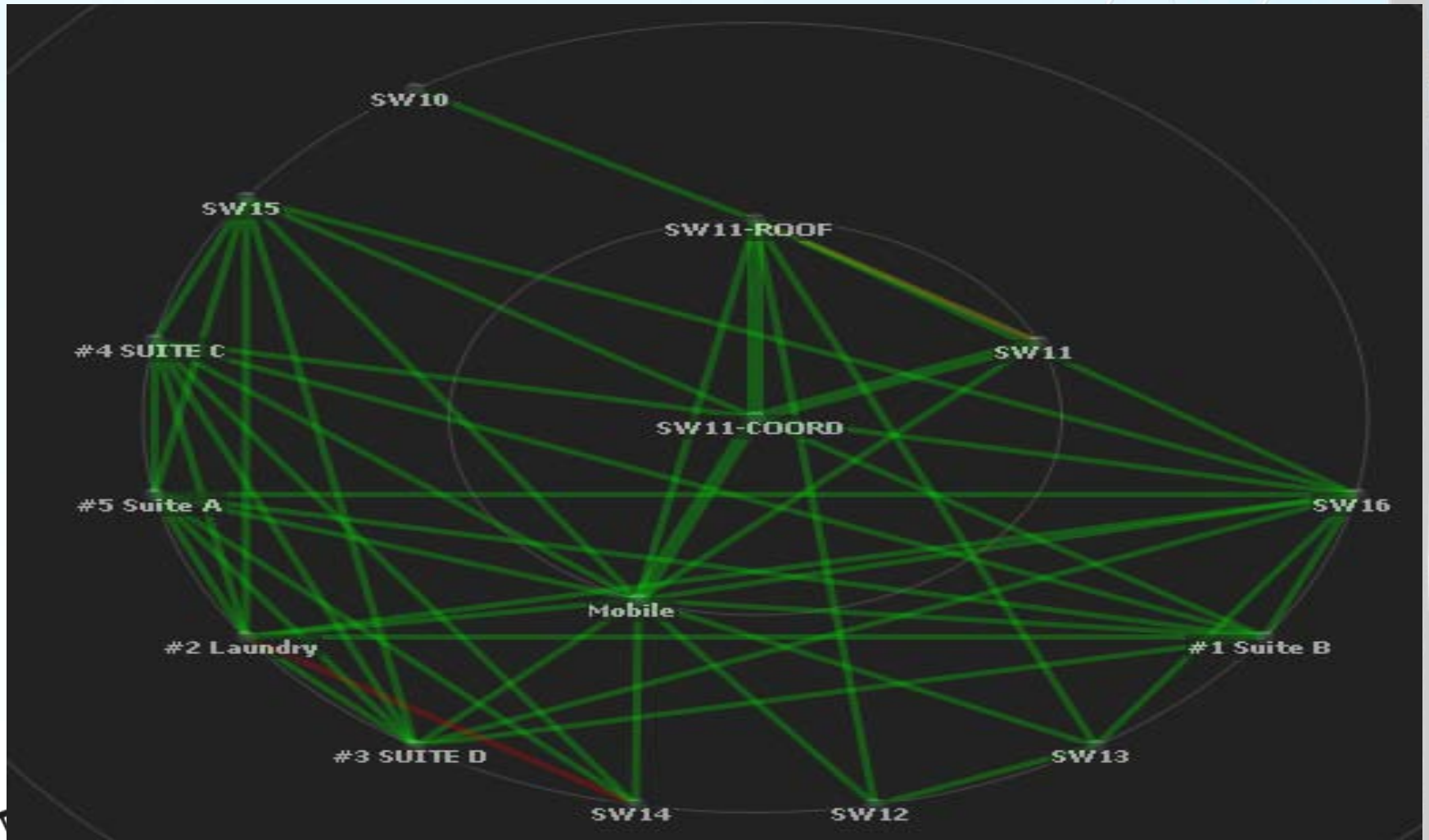


**NSERC
CRSNG**

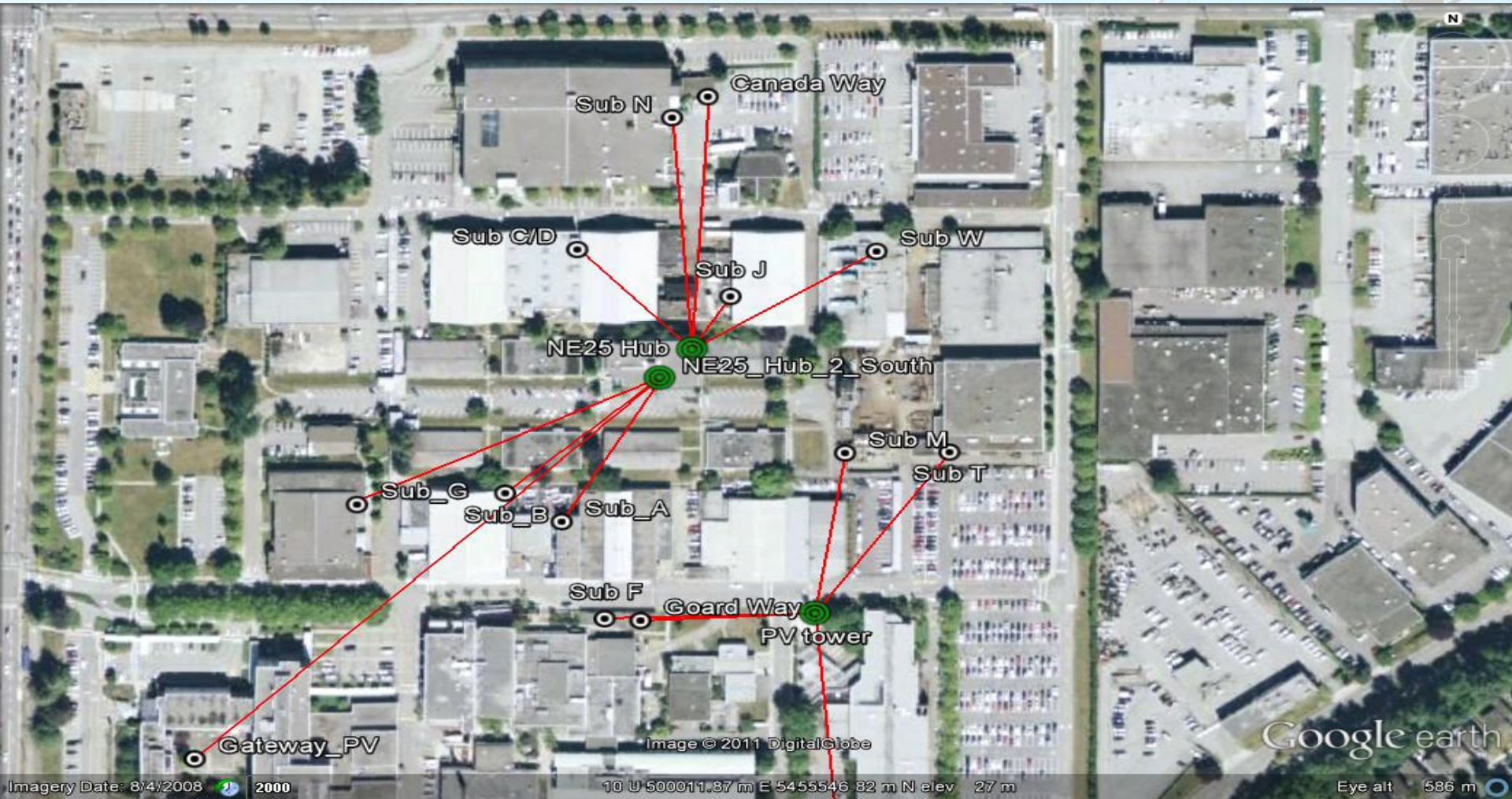
BC Hydro/BCIT Microgrid Topology



Frequency & Network Planning



BCH/BCIT Smart Microgrid WAN



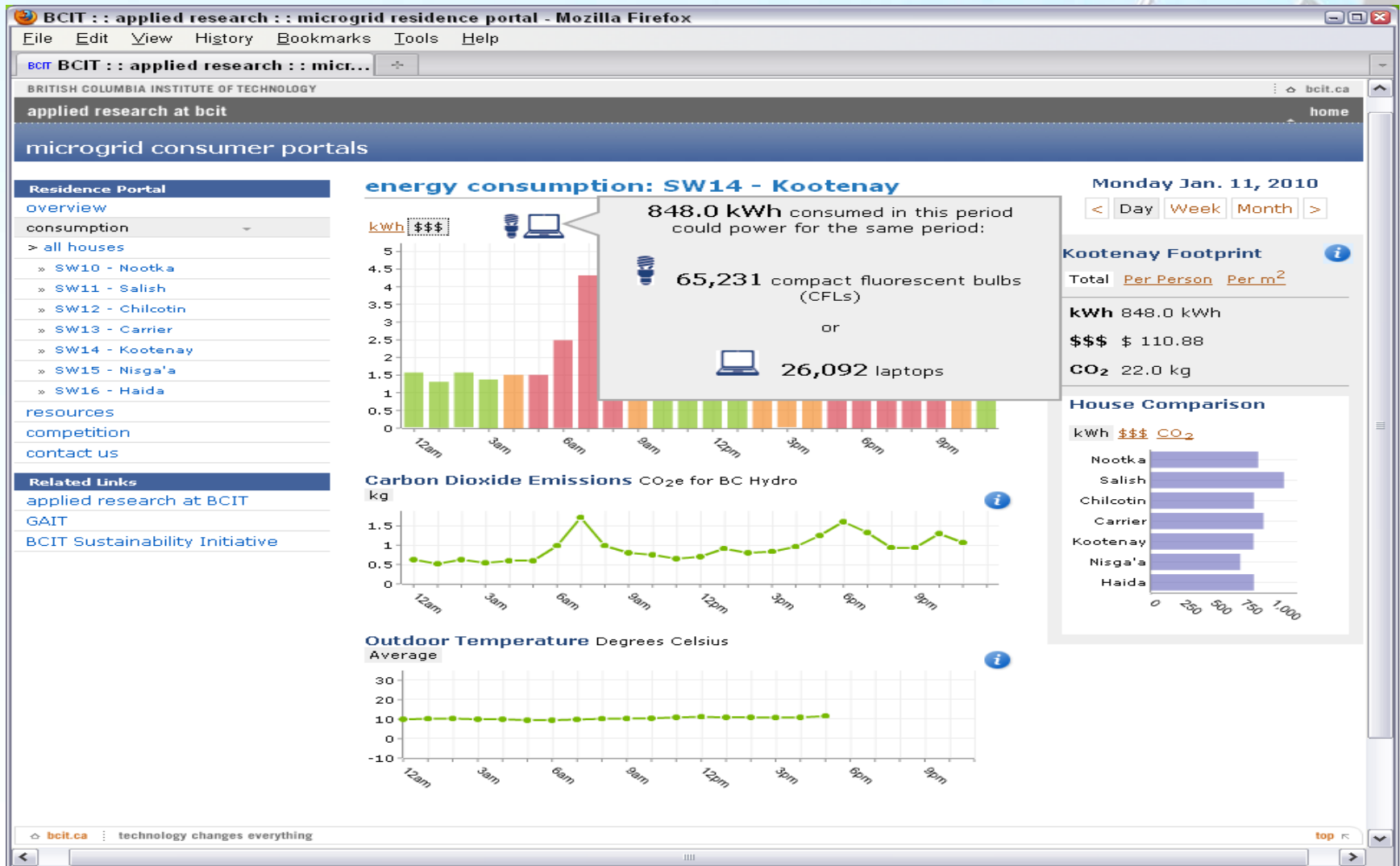
nsmg-net

www.smart-microgrid.ca



**NSERC
CRSNG**

EMS Residence Portal



NSMG-Net Vision

- Canada's Smart Grid will be a network of integrated Smart Microgrids
- In preparation, NSMG-Net will
 - Develop technologies and strategies
 - Train skilled personnel
 - Recommend standards and policies
- The Smart Grid will enable
 - Operational efficiencies
 - More conservation
 - Increased resilience
 - Lower environmental impact



NSERC Smart Microgrid Network

- 5 year, Canada-wide
- Funded by NSERC and institutional partners.
- World-class researchers in distributed generation, security, demand response, sensors, communication, data management ...
- Training over 140 undergraduate, masters and PhD students.



Partners

