

出國報告（出國類別：實習）

赴美國實習智慧型電網規劃建置技術

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：林鏡明副所長

派赴國家：美國

出國期間：96年10月14日至10月24日

報告日期：96年12月24日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：赴美國實習智慧型電網規劃建置技術

頁數 63 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話 台灣電力公司人事處/陳德隆/0223667685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

林鏡明/台灣電力公司/綜合研究所/十四等副所長/0223601002

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 其他

出國期間：96 年 10 月 14 日至 10 月 24 日

出國地區：美國

報告日期：96 年 12 月 24 日

分類號/目 G3/電力工程

關鍵詞：自動讀表、智慧型電網、先進讀表基礎建設

內容摘要：(二百至三百字)

南加州愛迪生電力公司總投資金額高達 13 億美元的先進讀表基礎建設計畫將針對全部用戶安裝自動讀表，預計可降低用電及抑低系統尖峰需量達 100 萬 kw，預定 2012 年 6 月完成。SCE 與汽車業合作積極推動充電混合型電動車 PHEV，其先進儲能電池亦能在白天尖峰時段更有效率的儲存屋頂上的太陽能，有效改善用戶服務關係的作法確實值得台電效法。

PG&E 推動 SmartMeter Program 創造了強力的需量反應計畫協助 PG&E 得以在緊急時段有效降低尖峰用電以及能即時偵測停電，可抑低 5% 系統尖載，PG&E 推動節約用電與需量反應的作法，值得台電參考。

智慧型電網的互通能力 (System Interoperability) 為整合的關鍵，建議台電將資訊視為企業的一項資產，進行企業層級資料資產的整合，摒除各單位各自為政 (Silo) 的資訊管理心態。

出國報告審核表

| | | |
|--------------------------|--|------------------|
| 出國報告名稱：赴美國實習智慧型電網規劃建置技術 | | |
| 出國人姓名 | 職稱 | 服務單位 |
| 林鏡明 | 十四等副所長 | 綜合研究所 |
| 出國期間：96年10月14日至96年10月24日 | | 報告繳交日期：96年12月24日 |
| 出國計畫主辦機關審核意見 | <input type="checkbox"/> 1.依限繳交出國報告 <input type="checkbox"/> 2.格式完整（本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」） <input type="checkbox"/> 3.內容充實完備。 <input type="checkbox"/> 4.建議具參考價值 <input type="checkbox"/> 5.送本機關參考或研辦 <input type="checkbox"/> 6.送上級機關參考 <input type="checkbox"/> 7.退回補正，原因： <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 不符原核定出國計畫 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容以 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 內容空洞簡略 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 電子檔案未依格式辦理 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔 <input type="checkbox"/> 8.本報告除上傳至出國報告資訊網外，將採行之公開發表： <input type="checkbox"/> 辦理本機關出國報告座談會（說明會），與同仁進行知識分享。 <input type="checkbox"/> 於本機關業務會報提出報告 <input type="checkbox"/> 9.其他處理意見及方式： | |
| 層轉機關審核意見 | <input type="checkbox"/> 1. 同意主辦機關審核意見 <input type="checkbox"/> 全部 <input type="checkbox"/> 部分_____（填寫審核意見編號） <input type="checkbox"/> 2.退回補正，原因： _____ <input type="checkbox"/> 3.其他處理意見： | |

說明：

- 一、出國計畫主辦機關即層轉機關時，不需填寫「層轉機關審核意見」。
- 二、各機關可依需要自行增列審核項目內容，出國報告審核完畢本表請自行保存。
- 三、審核作業應於報告提出後二個月內完成。

| | | | |
|------|-----------|------------|--------------|
| 報告人： | 單位 主管： | 主管處 主管： | 總經理 副總經理： |
|------|-----------|------------|--------------|

出國報告目次

壹、出國目的與過程

- 一、出國目的1
- 二、出國任務內容3
 - (一)、實習南加州愛迪生電力公司SCE具有IntelliGrid功能及先進讀表基礎建設AMI的智慧型電網規劃建置技術3
 - (二)、實習太平洋電力公司PG&E實習具有IntelliGrid功能及先進讀表基礎建設AMI的智慧型電網規劃建置技術及太陽能發電系統之最新發展技術應用經驗4
 - (三)、赴 KEMA 電業工程顧問公司實習智慧型電網規劃建置技術.....11
- 三、出國公務過程23

貳、出國公務的心得

- 一、SCE 成立先進讀表基礎建設 AMI 系統設計部門,並專設一位 AMI 系統設計經理, SCE 作法可供台電推動自動讀表計畫之參考23
- 二、PG&E 推動節約用電與需量反應的作法值得台電效法與學習24
- 三、SCE 與汽車業合作並且積極幫助企業更有效率的使用充電混合型電動車 PHEV 以及有效改善用戶服務關係、增加營運收益的作法值得台電效法25
- 四、KEMA 電業工程顧問公司智慧型電網規劃建置技術,做法值得台電參考25

參、對本公司之具體建議:

- 一、比照 SCE 成立先進讀表基礎建設 AMI 系統設計部門,並專設一位 AMI 系統設計經理,積極推動台電大規模自動讀表計畫26
- 二、參考 PG&E 推動節約用電與需量反應的作法,規劃經濟部能源局 97 年推動需量反應示範計畫之各項需量反應電價方案26
- 三、建議台電規劃及推動智慧型電網之前,先進行相關資訊系統的整合以滿足智慧型電網對系統互通性的需求27

- 附件29

壹、出國目的與過程

一、出國目的

1. 實習南加州愛迪生電力公司SCE具有IntelliGrid功能及先進讀表基礎建設AMI的智慧型電網規劃建置技術,包括從2005年度開始進行總投資金額高達13億美元的三階段先進讀表基礎建設計畫 (SCE's Edison SmartConnect Program), 第一階段為觀念部署階段共計投資1426萬美元,已於2006年8月完成功能需求、概念架構與可行性評估,以及測試用的電表與通訊設備採購作業,第二階段為2007年1月至2008年7月的前期部署階段,已於2007年7月完成測試用的電表與通訊設備及電表資料管理系統的安裝測試,於2007年7月26日核准13億5620萬美元的第三期AMI投資計畫,將針對裝置容量低於200kw的SCE全部530萬住宅及小型商業用戶安裝自動讀表,此第三階段為實際部署階段,預計從2009年1月開始全系統大規模自動讀表安裝至2012年6月完成。南加州愛迪生電力公司SCE因為推動全美最大規模的先進讀表基礎建設而在2007年4月獲得美國能源部DOE主辦的第一屆「GridWeek研討會」頒發「智慧型電網執行部署領導獎」,預計可降低用電及抑低系統尖峰需量達100萬kw。
2. 實習太平洋電力公司PG&E實習具有IntelliGrid功能及先進讀表基礎建設AMI的智慧型電網規劃建置技術及太陽能發電系統之最新發展技術應用經驗。
太平洋電力公司PG&E從2002年開始規劃長達4年且投資金額高達17.4億美元的先進讀表基礎建設計畫 (PG&ESmartMeter Program) 於2006年7月20日獲得加州公用事業委員會CPUC審查通過。
這項AMI SmartMeter計畫預計6年內安裝完成510萬戶裝置容量低於200kw的全部530萬住宅及小型商業用戶安裝自動讀表電表及420萬戶瓦斯用戶安裝自動讀表, PG&E從2006年11月開始在Bakersfield市安裝自動讀表電表, 2007年預計安裝24萬戶自動讀表電表, 預定於2012年完成930萬戶電表及瓦斯用戶之自動讀表安裝。
SmartMeter Program除了能夠進一步改善用戶服務及提高營運效率外,而且提供用戶更多的電價方案選擇,讓用戶節約用電及節省電費支出。
PG&E配合加州州長阿諾史瓦欣格推動的百萬太陽能屋頂發電計畫(California Solar Initiative,以下簡稱CSI),預計至2017年加州可以新建300萬KW的太陽光發電:
其中PG&E有3349個住宅用戶與372個商業用戶申請安裝,安裝容量8.4萬KW (商業用戶

6.9萬KW，住宅用戶1.5萬KW），SCE有878住宅用戶與212個商業用戶申請安裝，安裝容量7.2萬KW（商業用戶6.7萬KW，住宅用戶0.5萬KW），SDG&E有337住宅用戶與82個商業用戶申請安裝，安裝容量2萬KW（商業用戶1.8萬KW，住宅用戶0.2萬KW）。
從用戶申請到補貼付款平均需費時117至135天：申請案件審查8至49天、安排現場檢測1至3星期、現場檢測時間0.5至2小時（非住宅用戶0.5至4小時）、太陽能光電系統併連申請到授權併連（PG&E需12天、SCE需39天、SDG&E需36天）。

3.赴KEMA電業工程顧問公司實習智慧型電網規劃建置技術。

智慧型電網三大驅動要素：(1)供電可靠度與供電品質的社會要求議題不斷提高。

(2)溫室氣體與氣候變遷的環境問題。(3)營運的卓越。 智慧型電網的致能積架

（Smart-Grid Enabling Stacks）： 結合致能技術與業務積木（business building blocks）

建立智慧型電網的致能積架，以達成智慧型電網的的遠見。致能積架包括三層，

第三層為技術層。第二層為人力及處理能力層。第一層為政策層。

而智慧型電網的互通能力（System Interoperability）為整合的關鍵，包括停電管理系統

與其他資訊系統整合的系統互通性需求、與大規模分散式資源及需求面資源的

系統互通性需求、以及資產管理的系統互通性需求。

企業層級整合的資料資產（Data Assets）：(1)摒除各自為政(Silo)的資訊管理心態。

(2)將資訊視為企業的一項資產。資料管理的五大要素：(1)資料管家。(2)資料組織。

(3)資料控制管理。(4)資料存取。(5)資料展示。

企業層級整合的藍圖（Roadmap）共有7項：(1)策略性規劃。(2)管制策略。

(3)整體性方法(Holistic Approach)：由以往各自為政(Silo)轉變成各部門集體創作方式。

(4)業務個案的成本效益正當性認定。(5)致動者及創設能力。(6)建立智慧型電網資料、

系統及技術整合的互通標準。(7)投資需求的務實性與槓桿平衡式解決。

二、出國任務內容

(一)實習南加州愛迪生電力公司SCE具有IntelliGrid功能及先進讀表基礎建設AMI的智慧型電網規劃建置技術：

1.南加州愛迪生電力公司SCE具從2005年度開始進行總投資金額高達13億美元的三階段先進讀表基礎建設計畫（SCE's Edison SmartConnect Program）：

第一階段為觀念部署階段共計投資1426萬美元,已於2006年8月完成功能需求、概念架構與可行性評估,以及測試用的電表與通訊設備採購作業,第二階段為2007年1月至2008年7月的前期部署階段,已於2007年7月完成測試用的電表與通訊設備及電表資料管理系統的安裝測試，於2007年7月26日核准13億5620萬美元的第三期AMI投資計畫,將針對裝置容量低於200kw的SCE全部530萬住宅及小型商業用戶安裝自動讀表，此第三階段為實際部署階段，預計從2009年1月開始全系統大規模自動讀表安裝至2012年6月完成。

2.獲得美國能源部DOE主辦的第一屆「GridWeek研討會」頒發「智慧型電網執行部署領導獎」：

南加州愛迪生電力公司SCE因為推動全美最大規模的先進讀表基礎建設,預計可降低用電及抑低系統尖峰需量達100萬kw,而在2007年4月獲得美國能源部DOE主辦的第一屆「GridWeek研討會」頒發「智慧型電網執行部署領導獎」。

3.SCE 的SmartConnect先進讀表計畫採用Itron標準化開放架構式的智慧型讀表：

這種Openway(即AMI) 的智慧型讀表使用雙向式（two-way）無線電通訊與最先進的單相與三相電子式電表進行通訊，可以滿足用戶能源管理的需求包括能夠與應用ZigBee短距無線電通訊的空調溫度控制器（thermostats）、用電資訊顯示、電能智慧型家電進行雙向無線電通訊之即時電能通訊。SCE 採用Openway智慧型讀表除了可將全部530萬住宅及小型商業用戶的單相及三相電表自動讀表外，亦可將用戶停電訊息自動回報電力公司，SCE智慧型讀表系統亦為目前全球已實際開使安裝之最大AMI系統。

4.SCE成立先進讀表基礎建設AMI系統設計部門,並專設一位AMI系統設計經理, SCE作法可供台電推動自動讀表計畫之參考。

5.SCE與汽車業合作並且積極幫助企業更有效率的使用充電混合型電動車PHEV（Plug-in Hybrid Electric Vehicles），以及將電動車電池充電時間轉移至離峰時段，此先進儲能電池亦能在白天尖峰時段更有效率的儲存屋頂上的太陽能光電板吸收的太陽能，有效發揮發電及輸配電設備應用效率，以及提供用戶智慧型電能管理服務，

有效改善用戶服務關係、增加營運收益的作法確實值得台電效法。

(二)、實習太平洋電力公司PG&E實習具有IntelliGrid功能及先進讀表基礎建設AMI的智慧型電網規劃建置技術及太陽能發電系統之最新發展技術應用經驗：

太平洋電力公司PG&E從2002年開始規劃長達4年且投資金額高達17.4億美元的先進讀表基礎建設計畫（PG&ESmartMeter Program）於2006年7月20日獲得加州公用事業委員會CPUC審查通過。

這項AMI SmartMeter計畫預計6年內安裝完成510萬戶裝置容量低於200kw的全部530萬住宅及小型商業用戶安裝自動讀表電表及420萬戶瓦斯用戶安裝自動讀表，PG&E從2006年11月開始在Bakersfield市安裝自動讀表電表，2007年預計安裝24萬戶自動讀表電表，預定於2012年完成930萬戶電表及瓦斯用戶之自動讀表安裝。

SmartMeter Program除了能夠進一步改善用戶服務及提高營運效率外，而且提供用戶更多的電價方案選擇，讓用戶節約用電及節省電費支出，例如CPUC核准PG&E推出緊急尖峰電價方案(Critical Peak Pricing Option,簡稱CPP);住宅用戶參加CPP在6月1日至9月31日期間之非緊急尖峰時段可享有每度電減收3cent美金的補貼，但在緊急尖峰時段期間的下午2點至7點用電則需多付每度電60cent美金的附加罰款；參加CPP的營業用戶在緊急尖峰時段期間的下午2點至6點用電則需多付每度電75cent美金的附加罰款;但CPP實施次數每年限制在15次以下，而且實施期間為5月1日至10月31日止，即使在夏季4個月的CPP時段只能降低25%用電亦能節省10%電費支出；2007年12月將推出另一項SmartMeter Program亦創造了強力的需量反應計畫協助PG&E得以在緊急時段有效降低尖峰用電以及能即時偵測停電，2007年州公用事業委員會CPUC訂定需量反應目標為250萬KW,可抑低5%系統尖載；PG&E並且在2007年12月修改增加住宅用戶的SmartMeter電表功能,此新版SmartMeter電表可容納更多的數據通訊功能包括內建式遙控負載限制(Load-limiting)、斷電與復電開關、以及可控制家用電器的家庭區域網路通路裝置,因此新版SmartMeter電表將進一步擴充節約用電與需量反應的功能,包括最新推出的另一項尖峰時間補貼電價(Peak Time Rebate Program)計畫,此新型電表可以將用戶在尖峰當日的降低用電量自動計算補貼電費金額,此新型電表亦可提供

用戶即時用電資訊供用戶強化其能源資訊工具。

PG&E推動節約用電與需量反應的作法值得台電效法與學習。

2002年CPUC訂定更進一步發展需量反應及先進讀表的政策(1)把需量反應當作是一項彈性的資源。(2)對大用戶採自願的價格反應計畫。(3)CPUC及加州能源委員會CEC推動為期兩年的全加州價格先導計畫(Statewide Pricing Pilot,SPP),以確定住家及小型工商用戶在時間區隔費率的需量反應潛能。加州電業提出的AMI計畫必須針對每項功能需求作詳細的投資成本與效益分項分析,而且必須先有成本效益才能被CPUC核准其AMI計畫。

AMI系統需達到最基本的功能需求 準則有下列5項: (1)需能支援各種不同價格反應的費率,如緊急尖峰電價方案CPP、時間電價、即時電價。(2)能記錄能源使用效率而支援用戶瞭解每小時用電型態及能源成本之相關性。(3)與提供用戶教育及能源管理資訊、開製電費單、及申訴的解決等應用能相容。(4)與提升系統運轉效率及改進供電可靠度的電業系統運用能相容。(5)能提供負載控制通訊技術界面功能。

全加州價格先導計畫SPP執行的實證成果:(1) SPP包括代表性的2500戶住家及小型工商用戶採行試辦之時間分別費率(如時間電價TOU、固定時間緊急尖峰電價CPP-Fixed、可變動時間緊急尖峰電價CPP-Variable)。(2) 選用CPP-Fixed費率之住戶平均減少13.1%(7.6%至15.8%之間)。(3)住宅用戶選用TOU費率之結果未產生明顯效益。(4)住戶有中央空調而有較高用電量之住戶選用CPP-Variable後其尖載用電減少16%至27%之間。

PG&E配合加州州長阿諾史瓦欣格推動的百萬太陽能屋頂發電計畫(California Solar Initiative,以下簡稱CSI),預計至2017年加州可以新建300萬KW的太陽光發電:

- (1) 其中 CPUC從配電費率的電費收入中徵收21.67億美元作為推動CSI的補貼基金, 2007年1月開始至2016年預計興建太陽光發電系統目標為194萬KW,適用對象為投資者擁有的電業IOU(如PG&E、SCE、SDG&E)轄區的住宅用戶翻修計畫、非住宅用戶翻修計畫、非住宅用戶新建計畫,太陽屋系統發電容量最小為1KW,最大容量為5000 KW。
- (2) 加州能源委員會CEC的新太陽屋夥伴計畫New Solar Homes Partnership Program,適用對象為投資者擁有的電業IOU(如PG&E、SCE、SDG&E)轄區的新建住宅,預算為4億美元,2007年1月開始至2016年預計新建太陽光發電系統目標為36萬KW。

(3) 公營電業 (Public Owned Utilities, POU) 適用對象為POU所有用戶新建住宅,預算為7.84億美元, 2008年1月開始至2016年預計新建太陽光發電系統目標為70萬KW。

百萬太陽能屋頂發電計畫CSI從2007年1月開始正式推動以來,年初需求較慢,但隨後需求變強,從2007年1月1日至9月18日為止,加州已接受5230個用戶申請安裝,實用裝置容量已達16萬KW,實際補貼費用為3.2億美元,在這僅僅9個月短期內新建太陽能屋頂發電容量已接近於過去26年全加州裝置太陽能系統總容量19.8萬KW(其中1981年至1999年共計安裝0.7228萬KW、2000年安裝0.1701萬KW、2001年安裝0.625萬KW、2002年安裝1.464萬KW、2003年安裝2.864萬KW、2004年安裝3.7525萬KW、2005年安裝4.35萬KW、2006年安裝5.8714萬KW)。

其中PG&E有3349個住宅用戶與372個商業用戶申請安裝,安裝容量8.4萬KW(商業用戶6.9萬KW,住宅用戶1.5萬KW),SCE有878住宅用戶與212個商業用戶申請安裝,安裝容量7.2萬KW(商業用戶6.7萬KW,住宅用戶0.5萬KW),SDG&E有337住宅用戶與82個商業用戶申請安裝,安裝容量2萬KW(商業用戶1.8萬KW,住宅用戶0.2萬KW)。從用戶申請到補貼付款平均需費時117至135天:申請案件審查8至49天、安排現場檢測1至3星期、現場檢測時間0.5至2小時(非住宅用戶0.5至4小時)、太陽能光電系統併連申請到授權併連(PG&E需12天、SCE需39天、SDG&E需36天)。

其中PG&E獲得9.46億美元CSI補貼基金預算,SCE獲得9.96億美元CSI補貼基金預算,加州永續能源中心(包括聖地牙哥電力公司SDG&E轄區)獲得2.23億美元CSI補貼基金預算。

從2001年1月開始至2007年10月19日止共計有18821個PG&E用戶已經安裝太陽屋發電系統,太陽屋系統發電安裝容量已達135900KW:

PG&E住宅及非住宅用戶用戶在2001年有597戶安裝太陽屋頂發電系統、2002年有1277戶安裝、2003年有1984戶安裝、2004年有3098戶安裝、2005年有2816戶安裝、2006年有4316戶安裝、2007年9月底止有4734戶安裝。

1.CSI獎勵機制:

(1)預估績效買回獎勵機制(Expected Performance-Based Buydown Incentives,以下簡稱EPBB):

EPBB適用於100 KW以下太陽屋頂發電系統PV，電力公司根據建築物安裝太陽能板現場實際量測的屋頂傾斜度（tilt）、面向方位（azimuth）、太陽光遮蔽率（Shading value）等設計係數（Design Factor）來支付用戶補貼金額，一般用戶每安裝1W可獲得2.5美元的現金補貼以及可以30%報稅減免優惠；例如方位向南、太陽光遮蔽率5%、及屋頂傾斜度為20度的太陽屋頂發電系統，其設計係數參考系統（屋頂傾斜度為17度、方位向南、太陽光遮蔽率5%）的96.9%，則此3.8KW太陽屋頂發電系統可獲得9200美元的補貼（2.50美元/W×3794W×96.9%）。

政府及非營利機構則可獲得3.25美元的現金補貼。

EPBB計畫的現金補貼明細表（如下附表Small System Incentive Schedule），EPBB計畫現金補貼分成10個階段實施，至第5階段全加州PV系統總裝置容量達16萬KW後補貼金額降低一半至1.1美元，至第10階段全加州PV系統總裝置容量達35萬KW後補貼金額降低至0.2美元。

(2)實測績效獎勵機制(Performance-Based Incentives,以下簡稱PBI):

PBI適用於100 KW以上太陽屋頂發電系統PV,根據未來5年每月實際量測太陽光發電輸出之發電量KWH每月給予補貼獎勵,每1KWH發電量給予0.39美美元的現金補貼。

PBI計畫的現金補貼明細表（如下附表Large System Performance-Based Incentive Schedule），計畫現金補貼分成10個階段實施，至第5階段全加州PV系統總裝置容量達16萬KW後補貼金額降低一半至每1KWH發電量補貼0.15美元，至第10階段全加州PV系統總裝置容量達35萬KW後補貼金額降低至0.03美元。

在PBI計畫初期第1至第3階段全加州PV系統總裝置容量達10萬KW前，PV系統的容量係數CF（capacity factor）設定為0.18，在PBI計畫中期第4至第10階段全加州PV系統總裝置容量達10萬KW至35萬KW間，PV系統的容量係數設定為0.2。

PBI計畫的現金補貼每月付款8%貼現率解釋表附表3（PBI Levelized Payment Explanation）

附表 1 EPBB 計畫的現金補貼明細表

Small System Incentive Schedule

(per CEC-AC watt; initially for systems less than 100kW)

| Step | Megawatts Per Step | Residential | Commercial | Non-Taxable |
|-------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| 1 | 50 | n/a | n/a | n/a |
| 2 | 70 | \$2.50 | \$2.50 | \$3.25 |
| 3 | 100 | \$2.20 | \$2.20 | \$2.95 |
| 4 | 130 | \$1.90 | \$1.90 | \$2.65 |
| 5 | 160 | \$1.55 | \$1.55 | \$2.30 |
| 6 | 190 | \$1.10 | \$1.10 | \$1.85 |
| 7 | 215 | \$0.65 | \$0.65 | \$1.40 |
| 8 | 250 | \$0.35 | \$0.35 | \$1.10 |
| 9 | 285 | \$0.25 | \$0.25 | \$0.90 |
| 10 | 350 | \$0.20 | \$0.20 | \$0.70 |

附表 2 PBI 計畫的現金補貼明細表

large System Performance-Based Incentive Schedule*

(per kilowatt-hour, initially for systems 100kW or larger in size)

| Step | Megawatts Per Step | Residential | Commercial | Non-Taxable |
|-------------|---------------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| 1 | 50 | n/a | n/a | n/a |
| 2 | 70 | \$0.39 | \$0.39 | \$0.50 |
| 3 | 100 | \$0.34 | \$0.34 | \$0.46 |
| 4 | 130 | \$0.26 | \$0.26 | \$0.37 |
| 5 | 160 | \$0.22 | \$0.22 | \$0.32 |
| 6 | 190 | \$0.15 | \$0.15 | \$0.26 |
| 7 | 215 | \$0.09 | \$0.09 | \$0.19 |
| 8 | 250 | \$0.05 | \$0.05 | \$0.15 |
| 9 | 285 | \$0.03 | \$0.03 | \$0.12 |
| 10 | 350 | \$0.03 | \$0.03 | \$0.10 |

Smaller systems may also opt-in to this schedule to receive greater incentives for high performance.

附表 3 PBI 計畫的現金補貼每月付款 8%貼現率解釋表

PBI Levelized Payment Explanation

Levelized PBI Monthly Payment Amounts at 8% discount rate

| Step | Statewide MW in Step | EPBB Payments (per watt) | | | PBI Payments (per kWh) | | |
|------|----------------------|--------------------------|---------|---------|------------------------|---------|---------|
| | | Res | Non-Res | Non-Tax | Res | Non-Res | Non-Tax |
| 1 | 50 | \$2.80 | \$2.80 | \$2.80 | ** | ** | ** |
| 2 | 70 | \$2.50 | \$2.50 | \$3.25 | \$0.39 | \$0.39 | \$0.50 |
| 3* | 100 | \$2.20 | \$2.20 | \$2.95 | \$0.34 | \$0.34 | \$0.46 |
| 4 | 130 | \$1.90 | \$1.90 | \$2.65 | \$0.26 | \$0.26 | \$0.37 |
| 5 | 170 | \$1.55 | \$1.55 | \$2.30 | \$0.22 | \$0.22 | \$0.32 |
| 6 | 190 | \$1.10 | \$1.10 | \$1.85 | \$0.15 | \$0.15 | \$0.26 |
| 7 | 215 | \$0.65 | \$0.65 | \$1.40 | \$0.09 | \$0.09 | \$0.19 |
| 8 | 250 | \$0.35 | \$0.35 | \$1.10 | \$0.05 | \$0.05 | \$0.15 |
| 9 | 285 | \$0.25 | \$0.25 | \$0.90 | \$0.03 | \$0.03 | \$0.12 |
| 10 | 350 | \$0.20 | \$0.20 | \$0.70 | \$0.03 | \$0.03 | \$0.10 |

*For PBI Calculations, the first three steps assume a capacity factor (CF) of 0.18; Steps 4-10 assume a CF of 0.20.

** The first 50 MW incentives are disbursed under the 2006 SGIP program; PBI payments do not apply.

(三)、赴KEMA電業工程顧問公司實習智慧型電網規劃建置技術:

A. 智慧型電網三大驅動要素：

1. 供電可靠度與供電品質的社會要求題不斷提高：

由於輸配電網路的基礎建設持續老化而威脅到供電的安全、可靠度、與品質，因此唯有透過改善監控、自動化、資訊管理的改善才能達成供電可靠度的明顯改善。

2. 溫室氣體與氣候變遷的環境問題：環境問題已推向電業營運面臨的前線，因此如何解決溫室氣體與氣候變遷的環境問題就會有許多假想偏重於再生能源、較接近於終端耗電、偏重於依賴需求面管理與分散型發電及再生能源及儲能裝置構成的微型電網（micro-grid）管理。

3. 營運的卓越：針對營運效率改善計畫每家電業普遍面臨的問題為必須處理工作人力老化與基礎建設持續老化問題，此時解決之道必須將傳統上純粹依賴以工作義務倫理為基礎的營業實務知識傳承來營運電力網路，轉變成以系統化的知識管理（Systems-based Knowledge Management）來解決人力老化與基礎建設資產管理的難題。

B. 智慧型電網的致能積架（Smart-Grid Enabling Stacks）：

1. 結合致能技術與業務積木（business building blocks）建立智慧型電網的致能積架，以達成智慧型電網的的遠見：

智慧型電網的致能積架可分成三層：技術層、人力及處理能力層、政策層。

技術層：第三層

技術層的最底層由需求面自動化能力與分散式發電技術構成；需求面自動化包括可控制家用電器的家庭區域網路與室內能源管理系統，分散式發電技術包括太陽能光電、充電混合型電動車PHEV（Plug-in Hybrid Electric Vehicles）、及其他儲能裝置。

支撐此積架底層的技术為智慧型裝置ID(Intelligent Devices) 層;包括智慧型電表, 智慧型監測、智慧型開關與保護控制設備,作為智慧型配電網路完整的一部份。

再上一層則為資料通訊及電網設計與電網架構技術層；透過全公司層級的

資料通訊網路將智慧型電表與智慧型監測保護控制設備互相連結,以提供企業應用所需資訊,以及支援具有自我痊癒(Self-healing)功能的電網運作。再上一層則為資料處理及資料分析與智慧型軟體應用層;為強化配電網路設計與架構,亦需要能夠完全的支援逐漸擴大發電佔有率的分散式發電資源,以及能夠提供電網自動化。因此唯有藉由無數的資料處理分析與軟體應用能提供上述支援功能,以提供必要的智慧以及支援電業與用戶面對智慧型電網(Smart-Grid,SG)可能發生的各種不同營運項目。

智慧型電網致能積架的重要關鍵為資訊及系統整合與互通技術層;藉由資訊及不同系統的整合技術能夠協調決策與運轉間的不同意見,以及能夠加強整體的運轉效率與系統可靠度。

人力及處理能力層：第二層

欲達成技術層的智慧型電網運作功能,需要借助於有組織化的人力與加強知識管理技術傳承的業務處理能力,由於目前電業的業務處理程序一般都是10幾年前設計的,受限於以往可用的資訊與自動化相當有限,導致所設計的業務處理程序大部份依賴人工檢查與手動操作。

政策層：第一層

由於北美電業的管制特色,電業管制政策與獎勵政策為這個區域開始推動智慧型電網的主要關鍵,而市場力與股東的感情亦在推動電網現代化與智慧型電網上扮演愈加重要的角色。

C. 智慧型電網的互通能力 (System Interoperability) :

電業已經執行智慧型電網應用各種不同的先導型計畫及有限範圍部署,而且對現有運轉與系統的影響最小為前提。然而大規模的智慧型電網推動計畫將對許多電業系統與運轉程序造成衝擊。

因此不同系統間的互通性與資訊整合就成為智慧型電網目標能否達成的關鍵需求。

下圖1為由先進讀表基礎建設AMI致動的智慧型電網框架的典型技術元素與系統組成要件：

Enterprise Level Integration

Timely access to information critical for Planning, Engineering, and Operations

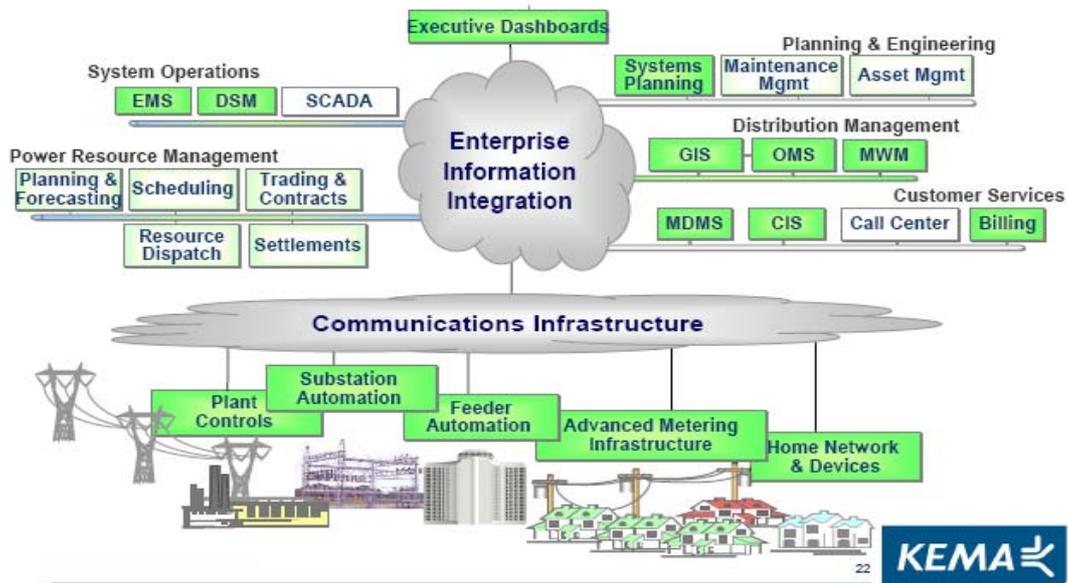


圖 1 以 AMI 致動的智慧型電網框架

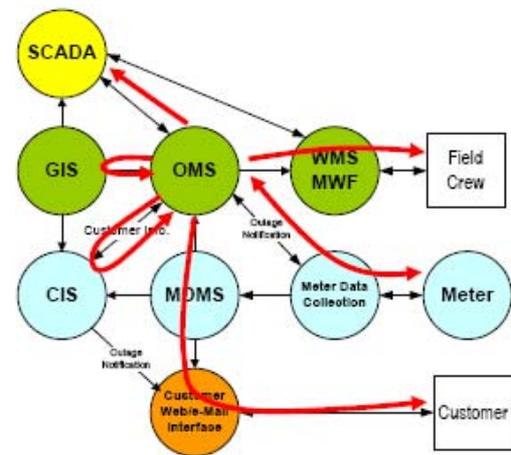
1. 停電管理系統與其他資訊系統整合的系統互通性需求範例：

有些電業已經透過部署完全整合的停電管理系統而明顯的改善系統可靠度,此停電管理系統將停電故障電話通知資訊(Trouble call information)與配電網路運轉現場資料及幾何空間資訊(Geo-spatial information)連結。若能透過AMI的通訊基礎建設,利用AMI電表的最即時資料(Last gasp data)而有能力自動確認停電與復電,將能夠更進一步的降低停電偵需求與停電時間,停電管理系統(OMS)必須能夠與AMI/MDMS、GIS、CIS、SCADA/DMS及工作管理系統之間互通,才能整合成一套功能完整的停電管理資訊系統如下圖2所示。CAIDI(Customer Average Interruption Duration Index)為用戶平均停電期間指標。

Enhanced outage management process through data integration

- Integrating AMI and Outage Management Process
- Lower CAIDI and Improve Customer Satisfaction

- Outage Detection and Verification
 - Last Gasp Signal, Automated Verification
- Outage Location / Extent Determination
- Customer and Workforce Notification
- Outage Restoration
- Customer Notification



23



圖 2 與其他資訊系統整合以強化停電管理功能

2.與大規模分散式資源及需求面資源的系統互通性範例：

部份由傳統大型電廠產生的電力將由分散式發電、再生能源、需量反應、需求面管理資源、及儲能系統的資源取代,因此未來的**智慧型電網**將須要容納更多的**間歇性分散式發電**,以及支援雙向電力流通。

智慧型電網亦因而需要額外的備用容量以應付這類**間歇性分散式發電**資源隨時可能停止發電的緊急情況。

Smart Grid Applications at Distribution System Level (cont'd)

- Distribution SCADA or DMS
- Substation Automation
 - Data concentrators
 - Use of IEDs and Data Concentrators
 - Equipment Condition Monitoring with non-operational data
- Customer Portal System for energy management
- Micro-grid management of DGs and Renewable

3. 資產管理的系統互通性需求範例：

智慧型電網另一項重要關鍵為如何管理與維護輸配電資產,達成運轉與維護作業最佳化以確保高度的系統可靠度。因此協調資產管理、設備使用狀況監測(Equipment Condition monitoring)、以設備使用狀況為基礎的檢查與維護(Condition-Based Inspection/Maintenance)、運轉限制條件的動態調整、以及根據設備狀況動態調整,其額定容量,皆是現代化電網運轉必須部署的策略。全系統級資產管理策略的部署將需要整合SCADA、電表資料管理、GIS、供應鏈(ERP/AM)、以及協調工作管理與行動人力(Mobile Workforce)、以及EMS、DMS與OMS的應用如下圖4所示。

Equipment Condition Monitoring

- Condition-Based Asset Management Strategy
 - Asset-specific algorithm (substation & distribution line asset)
 - Substation-wide integration-based algorithm
 - Enterprise-wide integration-based algorithm
- Two levels of data availability:
 - Available: ready for immediate implementation (mainly at asset level) – data and algorithms
 - New: high ROI, leveraging DA and data integration
- Strategic alliance with DA equipment vendors and integrators (substation and company level) for implementation

33



圖4 設備使用狀況監測(Equipment Condition monitoring)

Utility Applications

Integration of Field Data With Operations



D. 企業層級整合的資料資產 (Data Assets) :

1. 摒除各自為政(Silo)的資訊管理心態：絕大部份的電力公司在系統規劃、電力傳輸、用戶面對業務之間相關的應用上,其資料互通能力是相當有限的。幾乎每個事業單位的資訊管理皆各自為政(Silo),其單位資訊也不容易被其他單位使用者存取應用,這種資訊獨島 (Island of Information)造就了為人詬病的孤島式獨立作業方式。智慧型電網的策略則將這些資訊獨島進行企業層級的整合,以改善全電業組織的資訊流通與資訊工作。

在企業層級的資訊整合上重要的工作為在全公司組織內能提供一套單一且一致性的資訊視窗,確保企業資料可被安全的存取而且由經授權的使用者定時更新企業資料。

2.將資訊視為企業的一項資產：資訊資產必須適當的管理控制,讓全公司不同部門的業務應用及使用者皆能利用。例如網路連結(network connectivity)資料及GIS的幾何空間資料就常被其他業務應用上需要,諸如停電管理資訊系統OMS、行動人力管理(Mobile Workforce Management, MWM)、用戶服務資訊系統CIS,以用來進行用戶圖資(Customer Mapping)、系統規劃、以及支援資產管理與網路分析的工程上,皆須利用網路連結(network connectivity)資料及GIS的幾何空間資料。

3.資料管理的五大要素：

- (1)資料管家(Data Stewardship)：定義資料擁有者及其管理鏈(Chain-of-Custody)。
- (2)資料組織：建立資料模型、訂定標準、定義企業資料資產的紀錄系統(System of Records)。
- (3)資料控制管理：建立資料更新、維護、以及品質管理的程序與權責任。
- (4)資料存取：建立資料存取的方法與工具,資料存取包含資料安全與資料可用性。
- (5)資料展示：包括將資料轉變成有利用價值資訊所需要的視覺化、資料轉換、以及業務智慧需求項目。

What makes a Smart Grid “Smart”?

- Smart Grid is a vision for the electric delivery system of the future: Utilities, and consumers will accrue returns through the convergence of power delivery and information technologies to achieve improved reliability, reduced O&M costs, avoidance of new capacity, and increased customer satisfaction.
- Such an evolution requires a resistance to the lure of easier short-term solutions made with a “silo” mentality – one without regards to the needs of other parts of the grid and utility operations.

Integrated Back End Systems

An Enterprise Level Integration Strategy is core to enabling an effective Smart Grid applications

- **IT Governance**
- **Service Level Agreements (SLA)**
- **Information Management Integration Architecture**
- **Data Stewardship, Data Organization & Data Content**
- **Data Access, Data Presentation and Security Management**

E. 企業層級整合的藍圖 (Roadmap) :

1.策略性規劃。 2.管制策略。 3.整體性方法(Holistic Approach) : 由以往各自為政 (Silo)轉變成各部門集體創作方式。 4.業務個案的成本效益正當性認定。 5.致動者及創設能力。 6.建立智慧型電網資料、系統及技術整合的互通標準。 7.投資需求的務實性與槓桿平衡式解決。

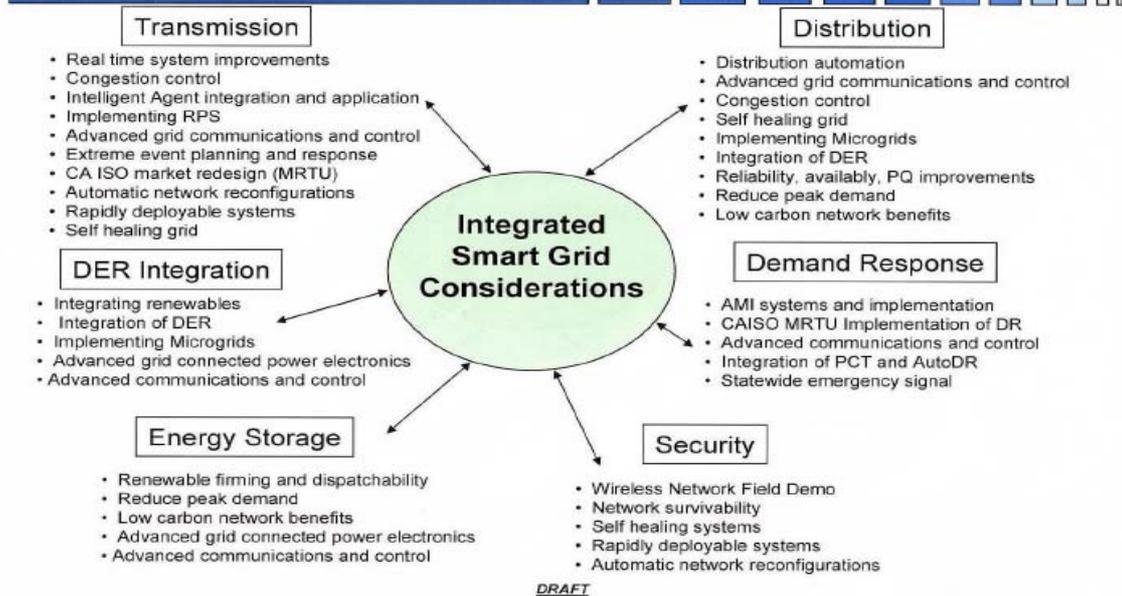
How to Implement this Smart Grid Vision?

- Embrace this vision
 - Long term lifecycle business case
- Establish ownership within the utility and without (regulatory support mechanism) to build the financial
- Deploy the enabling technologies - communications infrastructure, the enterprise IT system, and process change; phased manner
- Install the applications
- Fine tune the operations
- Reap the benefits!!

The Smart Grid of The Future¹

| 20th Century Grid | 21st Century Smart Grid |
|----------------------------------|--|
| Electromechanical | Digital |
| One-way communications (if any) | Two-way communications |
| Built for centralized generation | Integrates distributed generation & renewables and supports EVs or hybrids |
| Radial topology | Network topology; bidirectional power flow |
| Few sensors | Monitors and sensors throughout; High visibility |
| Manual restoration | Semi-automated restoration & decision-support systems, and, eventually, self-healing |
| Prone to failures and blackouts | Adaptive protection and islanding |
| Scheduled equipment maintenance | Condition-based maintenance |
| Limited control over power flows | Pervasive control systems; state estimator |
| Not much sustainability concern | Sustainability and Global Warming concern |
| Limited price information | Full price information to customers – RTP, CPP, etc. |

¹ Modified from the Emerging Smart Grid: Investment And Entrepreneurial Potential in the Electric Power Grid of the Future, Global Environment Fund, October 2005



三、出國公務過程

1. 96年10月14日:行程(台北~洛杉磯)。
2. 96年10月15日~16日:赴南加州愛迪生電力公司SCE實習具有IntelliGrid功能及先進讀表基礎建設AMI的智慧型電網規劃建置技術。
3. 96年10月17日~21日:赴太平洋電力公司PG&E實習具有IntelliGrid功能及先進讀表基礎建設AMI的智慧型電網規劃建置技術及太陽能發電系統之最新發展技術應用經驗。
4. 96年10月22日:赴KEMA電業工程顧問公司實習智慧型電網規劃建置技術。
5. 96年10月23日~24日:返程(舊金山~台北)。

貳、出國公務的心得

- 一、SCE 成立先進讀表基礎建設 AMI 系統設計部門,並專設一位 AMI 系統設計經理, SCE 作法可供台電推動自動讀表計畫之參考。

南加州愛迪生電力公司SCE因為推動全美最大規模的先進讀表基礎建設,預計可降低用電

及抑低系統尖峰需量達100萬kw,而在2007年4月獲得美國能源部DOE主辦的第一屆「GridWeek研討會」頒發「智慧型電網執行部署領導獎」。

SCE 的SmartConnect先進讀表計畫採用標準化開放架構式的智慧型讀表：這種Openway (即AMI) 的智慧型讀表使用雙向式 (two-way) 無線電通訊與最先進的單相與三相電子式電表進行通訊，可以滿足用戶能源管理的需求包括能夠與應用ZigBee短距無線電通訊的空調溫度控制器 (thermostats)、用電資訊顯示、電能智慧型家電進行雙向無線電通訊之即時電能通訊。SCE 採用Openway智慧型讀表除了可將全部530萬住宅及小型商業用戶的單相及三相電表自動讀表外，亦可將用戶停電訊息自動回報電力公司，SCE智慧型讀表系統亦為目前全球已實際開使安裝之最大AMI系統。

SCE成立先進讀表基礎建設AMI系統設計部門,並專設一位AMI系統設計經理, SCE作法可供台電推動自動讀表計畫之參考。

二、 PG&E 推動節約用電與需量反應的作法值得台電效法與學習。

PG&E推動 AMI SmartMeter計畫預計從2006年11月開始至2012年的6年內安裝完成510萬戶裝置容量低於200kw的全部住宅及小型商業用戶安裝自動讀表電表及420萬戶瓦斯用戶安裝自動讀表。

SmartMeter Program除了能夠進一步改善用戶服務及提高營運效率外,而且提供用戶更多的電價方案選擇,讓用戶節約用電及節省電費支出,例如CPUC核准PG&E推出緊急尖峰電價方案(簡稱CPP);住宅用戶參加CPP在6月1日至9月31日期間之非緊急尖峰時段可享有每度電減收3cent美金的補貼，但在緊急尖峰時段期間的下午2點至7點用電則需多付每度電60cent美金的附加罰款；參加CPP的營業用戶在緊急尖峰時段期間的下午2點至6點用電則需多付每度電75cent美金的附加罰款;但CPP實施次數每年限制在15次以下,而且實施期間為5月1日至10月31日止,即使在夏季4個月的CPP時段只能降低25%用電亦能節省10%電費支出。

SmartMeter Program亦創造了強力的需量反應計畫協助PG&E得以在緊急時段有效降低尖峰用電以及能即時偵測停電,2007年州公用事業委員會CPUC訂定需量反應目標為250萬KW,可抑低5%系統尖載；PG&E並且在2007年12月修改增加住宅用戶的SmartMeter電表功能,此新版SmartMeter電表可容納更多的數據通訊功能包括內建式遙控負載限制(Load-limiting)、斷電與復電開關、以及可控制家用電器的家庭區域網路通路裝置,因此新版SmartMeter電表將進一步擴充節約用電與需量反應的功能,包括

最新推出的另一項尖峰時間補貼電價(Peak Time Rebate Program)計畫,此新型電表可以將用戶在尖峰當日的降低用電量自動計算補貼電費金額,此新型電表亦可提供用戶即時用電資訊供用戶強化其能源資訊工具。

三、SCE 與汽車業合作並且積極幫助企業更有效率的使用充電混合型電動車 PHEV 以及有效改善用戶服務關係、增加營運收益的作法確實值得台電效法。

SCE與汽車業合作並且積極幫助企業更有效率的使用充電混合型電動車PHEV (Plug-in Hybrid Vehicles)，以及將電動車電池充電時間轉移至離峰時段，此先進儲能電池亦能在白天尖峰時段更有效率的儲存屋頂上的太陽能光電板吸收的太陽能，有效發揮發電及輸配電設備應用效率，以及提供用戶智慧型電能管理服務，有效改善用戶服務關係、增加營運收益的作法確實值得台電效法。

四、KEMA電業工程顧問公司智慧型電網規劃建置技術，做法值得台電參考。

KEMA電業工程顧問公司智慧型電網規劃建置技術包括建立智慧型電網的致能積架,致能積架包括三層,最底層的第三層為技術層,第二層為人力及處理能力層,最上層的第一層為政策層。而智慧型電網的互通能力 (System Interoperability) 為整合的關鍵，包括停電管理系統與其他資訊系統整合的系統互通性需求、與大規模分散式資源及需求面資源的系統互通性需求、以及資產管理的系統互通性需求。企業將資訊視為企業的一項資產, 企業層級整合的資料資產 (Data Assets) 包括(1)摒除各自為政(Silo)的資訊管理心態。(2)資料管理的五大要素：資料管家、資料組織、資料控制管理、資料存取與資料展示。

企業層級整合的藍圖 (Roadmap) 共有7項：(1)策略性規劃。(2)管制策略。(3)整體性方法(Holistic Approach)：由以往各自為政(Silo)轉變成各部門集體創作方式。(4)業務個案的成本效益正當性認定。(5)致動者及創設能力。(6)建立智慧型電網資料、系統及技術整合的互通標準。(7)投資需求的務實性與槓桿平衡式解決。

參、對本公司之具體建議:

一、比照 SCE 成立先進讀表基礎建設 AMI 系統設計部門,並專設一位 AMI 系統設計經理,積極推動台電大規模自動讀表計畫。

南加州愛迪生電力公司SCE因為推動全美最大規模的先進讀表基礎建設,預計可降低用電及抑低系統尖峰需量達100萬kw,而在2007年4月獲得美國能源部DOE主辦的第一屆「GridWeek研討會」頒發「智慧型電網執行部署領導獎」。

SCE 的SmartConnect先進讀表計畫採用標準化開放架構式的智慧型讀表：這種Openway (即AMI) 的智慧型讀表使用雙向式 (two-way) 無線電通訊與最先進的單相與三相電子式電表進行通訊，可以滿足用戶能源管理的需求包括能夠與應用ZigBee短距無線電通訊的空調溫度控制器 (thermostats)、用電資訊顯示、電能智慧型家電進行雙向無線電通訊之即時電能通訊。SCE 採用Openway智慧型讀表除了可將全部530萬住宅及小型商業用戶的單相及三相電表自動讀表外，亦可將用戶停電訊息自動回報電力公司，SCE智慧型讀表系統亦為目前全球已實際開使安裝之最大AMI系統。

台電未來推動100K以上高壓用戶23000戶及低壓用戶27萬戶與表燈用戶1000萬戶之自動讀表計畫，在進行成本效益正當性評估及策略性規畫部署階段，可以效法南加州愛迪生電力公司SCE推動全美最大規模的先進讀表基礎建設成立AMI系統設計專責部門並專設一位AMI系統設計經理的作法，可在業務處配電組另外專設AMI系統設計組負責推動全公司層級的大規模自動讀表計畫。

二、參考 PG&E 推動節約用電與需量反應的作法,規劃經濟部能源局 97 年推動需量反應示範計畫之各項需量反應電價方案。

PG&E推動 AMI SmartMeter計畫預計從2006年11月開始至2012年的6年內安裝完成510萬戶裝置容量低於200kw的全部住宅及小型商業用戶安裝自動讀表電表及420萬戶瓦斯用戶安裝自動讀表。

SmartMeter Program亦創造了強力的需量反應計畫協助PG&E得以在緊急時段有效降低尖峰用電以及能即時偵測停電,2007年州公用事業委員會CPUC訂定需量反應目標為250萬KW,可抑低5%系統尖載。

SmartMeter Program除了能夠進一步改善用戶服務及提高營運效率外,而且提供用戶更多的電價方案選擇,讓用戶節約用電及節省電費支出,例如PG&E推出緊急尖峰電價方案

(簡稱CPP);住宅用戶參加CPP在6月1日至9月31日期間之非緊急尖峰時段可享有每度電減收3cent美金的補貼，但在緊急尖峰時段期間的下午2點至7點用電則需多付每度電60cent美金的附加罰款；參加CPP的營業用戶在緊急尖峰時段期間的下午2點至6點用電則需多付每度電75cent美金的附加罰款；但CPP實施次數每年限制在15次以下，而且實施期間為5月1日至10月31日止，即使在夏季4個月的CPP時段只能降低25%用電亦能節省10%電費支出。

PG&E並且在2007年12月修改增加住宅用戶的SmartMeter電表功能，可容納更多的數據通訊功能包括內建式遙控負載限制(Load-limiting)、斷電與復電開關、以及可控制家用電器的家庭區域網路通路裝置，因此新版SmartMeter電表將進一步擴充節約用電與需量反應的功能，包括最新推出的另一項尖峰時間補貼電價(Peak Time Rebate Program)計畫，此新型電表可以將用戶在尖峰當日的降低用電量自動計算補貼電費金額，此新型電表亦可提供用戶即時用電資訊供用戶強化其能源資訊工具。

三、建議台電規劃及推動智慧型電網之前，先進行相關資訊系統的整合以滿足智慧型電網對系統互通性的需求。

智慧型電網的互通能力（System Interoperability）為整合的關鍵，包括停電管理系統與其他資訊系統整合的系統互通性需求、與大規模分散式資源及需求面資源的系統互通性需求、以及資產管理的系統互通性需求。

建議台電將資訊視為企業的一項資產，進行企業層級資料資產的整合，摒除各業務系統及各單位各自為政(Silo)的資訊管理心態。

本公司在系統規劃、電力傳輸、用戶面對業務之間相關的應用上，其資料互通能力是相當有限的，幾乎每個事業單位的資訊管理皆各自為政(Silo)，每個單位資訊也不容易被其他單位使用者存取應用，這種資訊獨島 (Island of Information)造就了為人詬病的孤島式獨立作業方式。

智慧型電網的策略則將這些資訊獨島進行企業層級的整合，以改善全電業組織的資訊流通與資訊工作。

在企業層級的資訊整合上重要的工作為在全公司組織內能提供一套單一且一致性的資訊視窗，確保企業資料可被安全的存取而且由經授權的使用者定時更新企業資料。將資訊視為企業的一項資產：資訊資產必須適當的管理控制，讓全公司不同部門的業務應用及使用者皆能利用。例如網路連結資料及GIS的幾何空間資料就常被其他業務

應用上需要,諸如停電管理資訊系統OMS、行動人力管理、CIS,以用來進行用戶圖資(Customer Mapping)、系統規劃、以及支援資產管理與網路分析的工程上,皆須利用網路連結(network connectivity)資料及GIS的幾何空間資料。

Current Utility Business Environment

- Reliability of Electric Supply
 - Political implications of outages and blackouts
 - NERC Reliability Standards Compliance
- Meeting Demand Growth While Dealing With Aging Infrastructure & Issues Associated With Large Capital Projects
 - TOU rates, demand response, distributed resources, energy conservation
 - Modernization of the aging infrastructure, more automation, monitoring, condition based maintenance and better asset management
- Critical Infrastructure & Business Management
 - NERC Cyber Security Requirements
 - Sarbanes Oxley Controls for Financial Management
- Climate Change & Green Gas Emission



Current Utility Business Environment (cont'd)

- Market and Customer Expectations
 - Technology is available now – Information age – Demand for enhanced services
 - Market and Shareholder expectations
- Operational Efficiencies and Flexibility
 - Enhance operational flexibility and workforce productivity
 - Releasing capital for innovation by reducing operational costs
- Aging Work Force – knowledge management

More focused on Utility Core Business



Business Drivers

- Improved Operational Efficiencies
- Improved Supply Reliability
- Improved Service Quality
- Regulatory Compliance
- Sustainability and Global Warming Concerns



Translated into Requirements

- More visibility to the distribution system
 - IEDs, AMI meters, “inexpensive” PMUs
 - State estimators
- More local intelligence control of the system
 - Communications infrastructure (e.g., PTP)
 - Ability to communicate/interoperate devices
- PHEVs; interface with Home Area Networks (HAN)
- Condition-based maintenance
- DGs, storage & renewable forming micro-grids
- Optimal utilization of infrastructure capacity

Translated into Requirements (cont'd)

- More hardened system against storms/disasters
 - UG, composite materials poles,
 - Shorter response capabilities (e.g., MDTs)
- System designed, operated and protected for bidirectional power flow
- Differentiated reliability standards for different “grids”
- PQ concerns

Smart Grid Applications at Transmission System Level

- PMUs to provide time synchronized data on system dynamics
- Wide Area Protection System (WAPS) for improved system reliability
- FACTS to optimize the utilization of capacity
- Closer integration in planning with distribution system planning

Smart Grid Applications at Distribution System Level

Smart Grid applications:

- AMR
- AMI
- Feeder Automation, Integrated volt/var control, Feeder & Sub Peak Load Management, Equipment Condition Monitoring, etc.

Smart Grid Applications at Distribution System Level

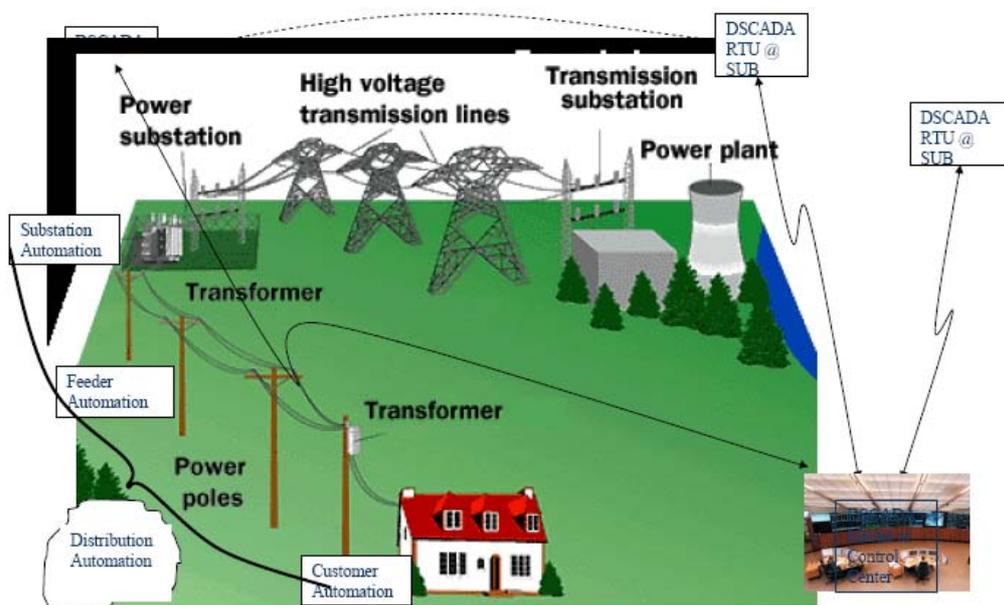
- AMI System
 - AMR
 - Outage detection
 - Remote Service Connect/Disconnects
 - Integrate DR resources
- Feeder Automation
 - Fault Location, Identification and Service Restoration
 - Remote monitoring of Faulted Circuit Indicators
 - Integrated volt/var control
 - Feeder Load Balancing System
 - Intelligent Bus Transfer
 - Equipment Condition Monitoring



Smart Grid Applications at Distribution System Level (cont'd)

- Distribution SCADA or DMS
- Substation Automation
 - Data concentrators
 - Use of IEDs and Data Concentrators
 - Equipment Condition Monitoring with non-operational data
- Customer Portal System for energy management
- Micro-grid management of DGs and Renewable

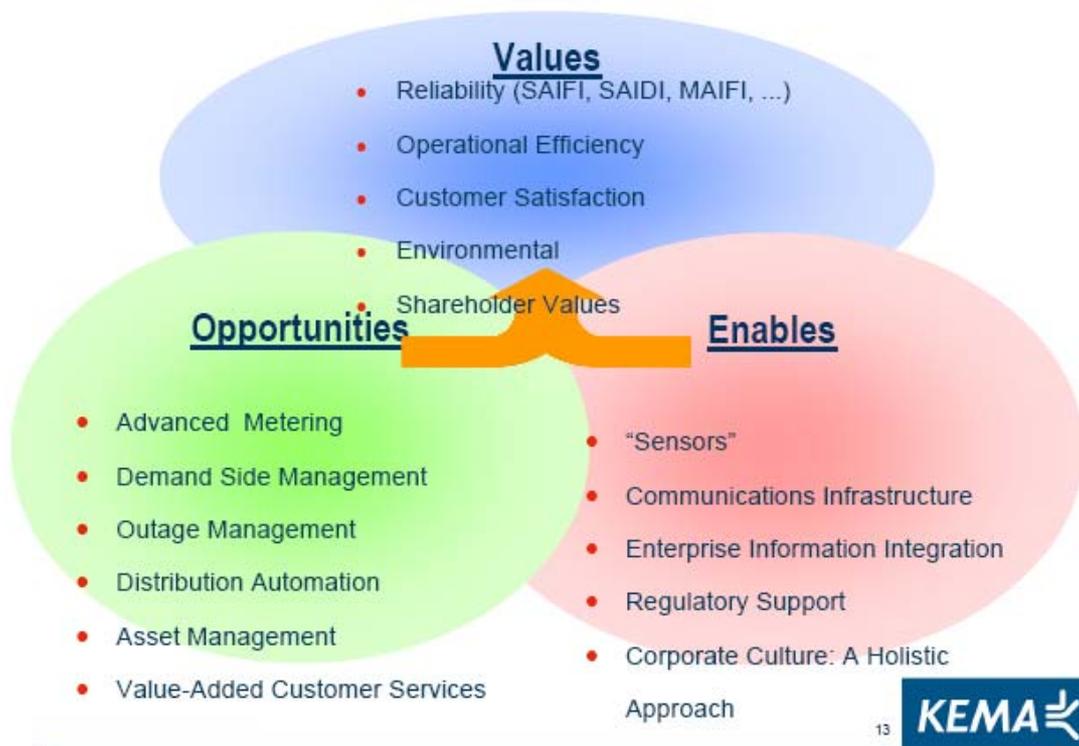
10



Automation includes DSCADA, Substation Automation, Feeder Automation and Customer Automation, the last three collectively termed Distribution Automation



Opportunities and Enablers



Enabling Technologies

- Advanced sensors
- Communications infrastructure
- Enterprise IT system
- Holistic approach in corporate culture

Smart Devices:

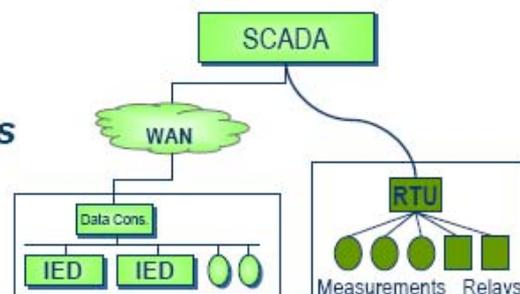
Intelligent Electronic Devices (IED's)

- Replacing Traditional Relays
- Multi-Function Devices
- Many Data Elements
 - Measurement and Controls
 - Condition Monitoring
 - Analog and Digital Values
 - Oscillographic Data

Electromechanical Relays vs. IED's



-
- **Network Devices**
 - **Standardized Interfaces and Protocols**



15



Smart Devices:

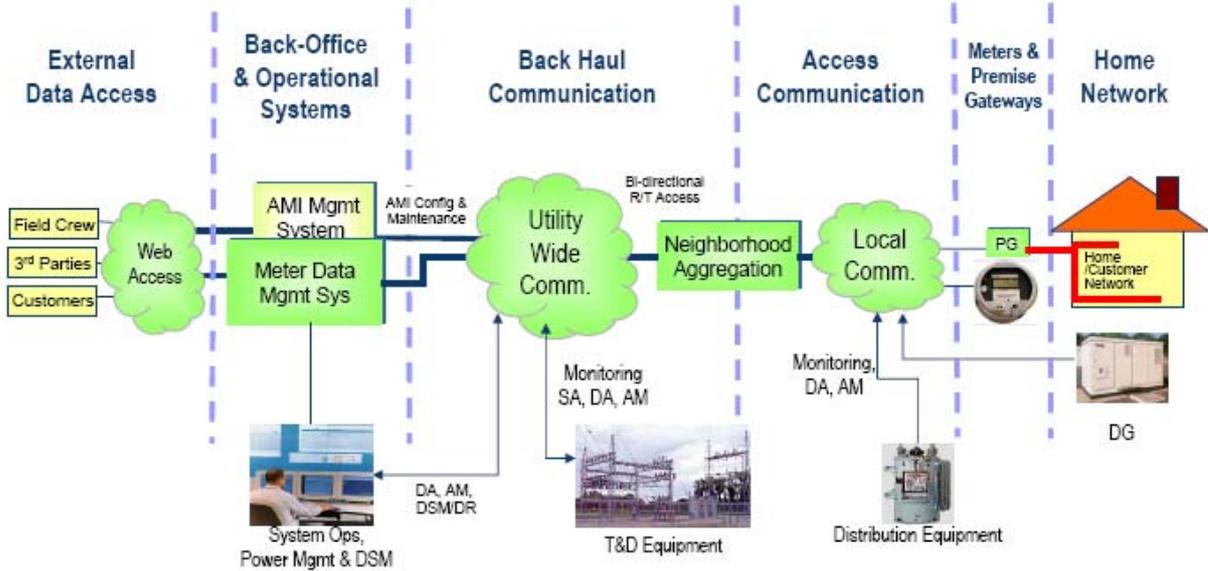
Advanced Meter as a Sensor and a Control Device

- On-board Communications
- Interval Reading
- Technology Capabilities:
 - Remote Connect / Disconnect
 - Demand Side Management
 - Configurability and Programmability
 - Serviceability / Diagnostics
 - Power Quality
 - Memory
 - Reliability
 - Interoperability
 - Display
 - Security
 - Tamper / Theft Detection

Smart Metering for Secondary Networks

- Pressure to know the status on faults in secondary networks in urban areas
- Not necessarily meter solution, but metering and data mining solutions
- Ingenious metering methodology using regular CTs
 - Know where the faults are without metering every cable
 - Mine data from other sources (e.g., AMI meters)

Common Communications Infrastructure



Available Access Communication Technology

- Wired
 - Power Line
 - PLC
 - Medium PLC
 - BPL
 - Leased Telephone
 - CATV
 - Optic Fiber
- Wireless
 - WiFi / WiMAX
 - Radio
 - Multiple Address Radio (MAS)
 - Spread Spectrum Radios
 - Cellular Telephony
 - Paging System
 - Satellite/VSAT

Bandwidth Requirements

Considering Traffic and Latency Requirements

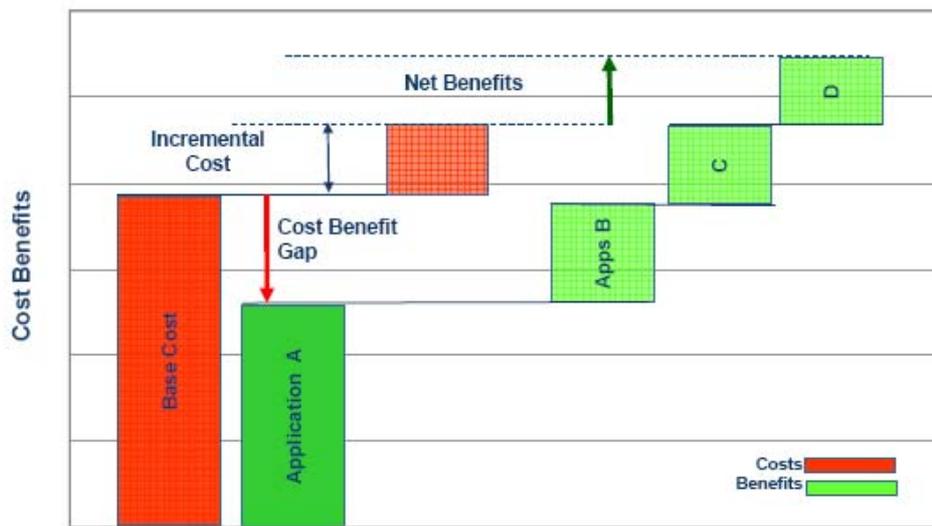


Integrated Back End Systems

An Enterprise Level Integration Strategy is core to enabling an effective Smart Grid applications

- **IT Governance**
- **Service Level Agreements (SLA)**
- **Information Management Integration Architecture**
- **Data Stewardship, Data Organization & Data Content**
- **Data Access, Data Presentation and Security Management**

Smart Grid Requires a “Holistic” View



Incremental benefits outweigh incremental costs

25



DA Functions

- **Response to Faults**
 - FLISR
 - FCI Monitoring Systemwide
 - Remote Activation of “Fuse Saving”
- **IVVC**
- **Feeder Load Management**
 - Coldload Pickup and Load Shedding
 - Feeder Peak Load Balancing
- **Equipment Condition & Performance Monitoring**
- **Substation Automation**
 - Intelligent Bus Transfer
- **Parameter Monitoring**
 - Power Quality Monitoring
 - Load Survey Monitoring

26



FLISR Benefits

- Reliability Improvement - Significant portion of customers restored quickly (1 minute or less, versus 45 – 75 minutes without FLISR)
- Labor Savings – Less fault investigation and patrol time because fault location is narrowed down considerably
- Reduction in Unserved Energy – Get some meters turning sooner

FCI Monitoring

- “FLISR without the switches” for each phase
- FCI’s with communication facilities (remotely monitored) strategically placed across the feeder
- Improved fault location beyond what OMS “Lights out” calls and AMR loss of voltage detector can provide

FCI Monitoring Benefits

- Labor Savings – Reduction in fault investigation and patrol time
- Reliability Improvement – Overall restoration time shortened due to reduced fault investigation and patrol time
- Cost Savings – A lot cheaper than full-blown FLISR

Remote Controlled “Fuse Saving”

- **Nature of the Problem**
 - Can avoid blown fuses per phase for temporary feeder faults by implementing low set instantaneous settings on feeder relays
 - Many utilities have tried this and then disabled it due to high number of momentary interruptions affecting the entire feeder
- **Objective**
 - Implement scheme to switch “fuse saving” on only during storms

30



Remote Controlled Fuse Saving

- **Potential Benefits**
 - Reliability Improvement
 - 20% to 25% reduction in outage duration
 - Reduction in frequency of extended outages
- **Possible Problems:**
 - Increasing number of momentary interruptions (“blinks”)

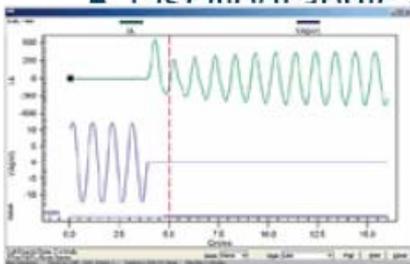
Intelligent Bus Transfer

- Capacity Benefits - Depends
 - Benefits vary with how banks are loaded
 - Cannot defer new banks if heavily loaded
- Reliability Benefits - LOW
 - Substation events contribute <10% SAIDI
 - Could help in off-peak conditions, no reserve at peak
- Political Benefits - Possible
 - Avoid Headline Events
 - Possibly deploy in politically sensitive areas if installation cost is low

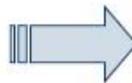
Power Quality Monitoring

– *Distribution IEDs able to detect power quality events and report the following information:*

- Harmonic content of the voltage waveform
- Total harmonic distortion
- Oscillographic data (waveforms)



Power Quality Info from IEDs



Computer

Engineer's Desktop

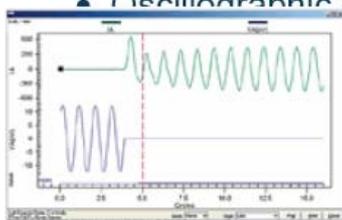
34



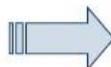
Power Quality Monitoring

– *Distribution IEDs able to detect power quality events and report the following information:*

- Harmonic content of the voltage waveform
- Total harmonic distortion
- Oscillographic data (waveforms)



Power Quality Info from IEDs



Computer

Engineer's Desktop

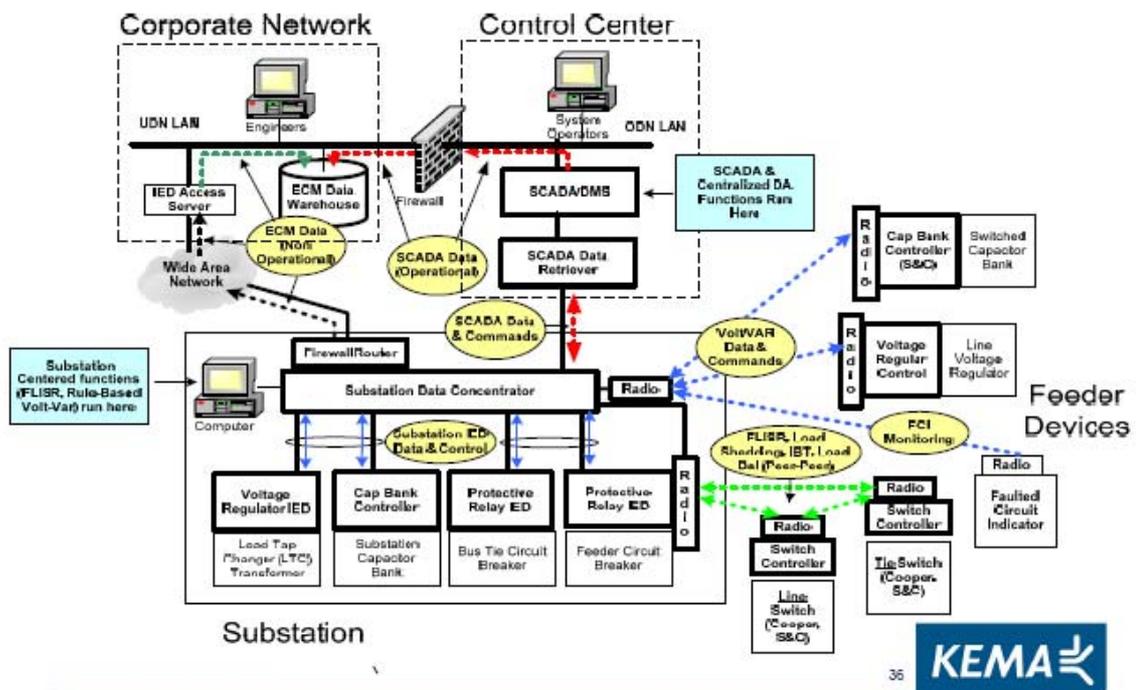
34



General System Architecture Requirements

- Open System Design
- Leveraging of Existing Facilities
- Reliability
- Fail Safe Design
- Maintainability

System Architecture



Industry State-of-the-Art

- No one utility has completed the entire Smart Grid transformation
- A buzz word; no clear definition of term
- IOUs are doing it in a piece-meal approach
 - AMI/AMR first step
 - Distribution automation & asset management next
- Smaller utility applications (e.g., municipalities, PUDs) holistic and more encompassing
- Major challenges
 - Investment level vs regulatory mechanism
 - Cultural and process management paradigm shift
 - Visionary perspective that incorporates uncertainties

37



How to Implement this Smart Grid Vision?

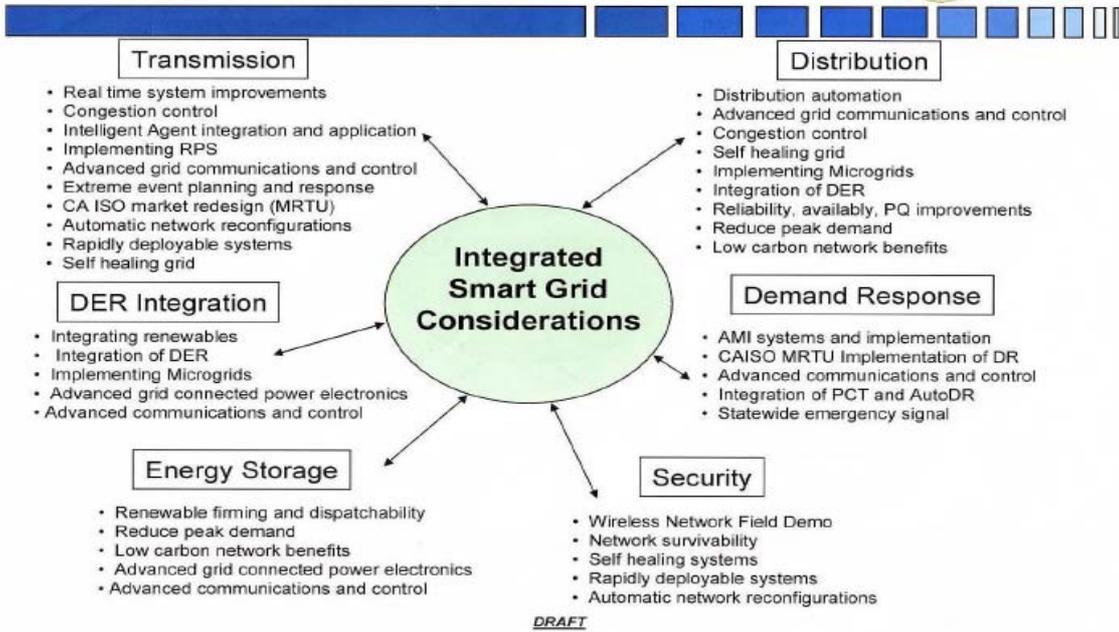
- Embrace this vision
 - Long term lifecycle business case
- Establish ownership within the utility and without (regulatory support mechanism) to build the financial
- Deploy the enabling technologies - communications infrastructure, the enterprise IT system, and process change; phased manner
- Install the applications
- Fine tune the operations
- Reap the benefits!!

The Smart Grid of The Future¹

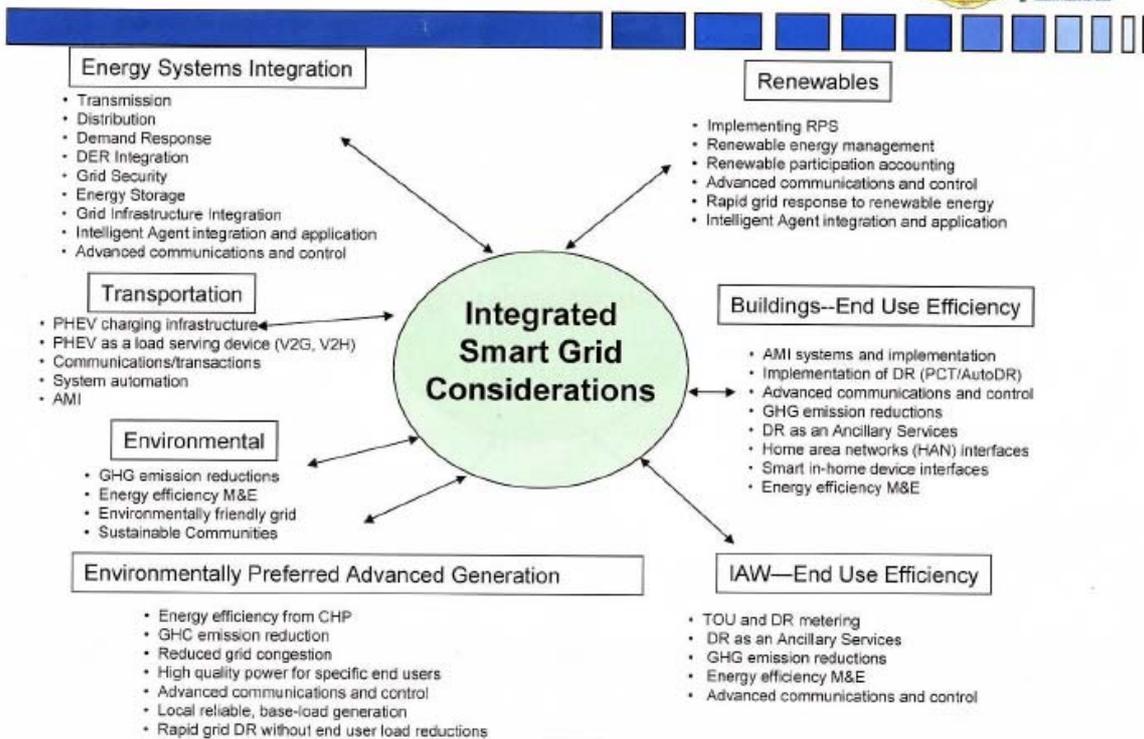
| 20th Century Grid | 21st Century Smart Grid |
|----------------------------------|--|
| Electromechanical | Digital |
| One-way communications (if any) | Two-way communications |
| Built for centralized generation | Integrates distributed generation & renewables and supports EVs or hybrids |
| Radial topology | Network topology; bidirectional power flow |
| Few sensors | Monitors and sensors throughout; High visibility |
| Manual restoration | Semi-automated restoration & decision-support systems, and, eventually, self-healing |
| Prone to failures and blackouts | Adaptive protection and islanding |
| Scheduled equipment maintenance | Condition-based maintenance |
| Limited control over power flows | Pervasive control systems; state estimator |
| Not much sustainability concern | Sustainability and Global Warming concern |
| Limited price information | Full price information to customers – RTP, CPP, etc. |

¹ Modified from the Emerging Smart Grid: Investment And Entrepreneurial Potential in the Electric Power Grid of the Future, Global Environment Fund, October 2005

PIER ESI and Smart Grid Considerations



PIER and Smart Grid Considerations



DRAFT

California Solar Initiative

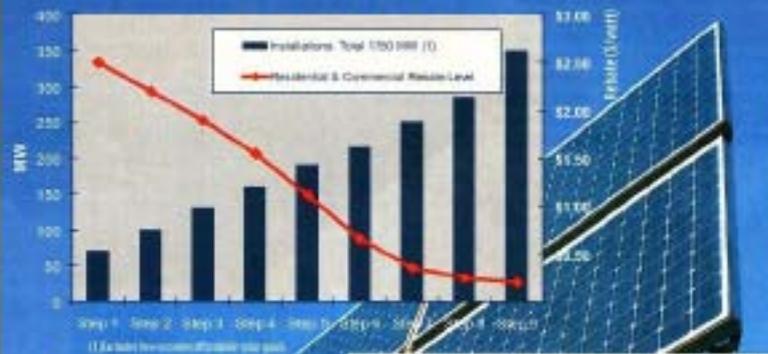


GOALS:

- Consumers purchase 3000 MW solar
- Self-sustaining market by 2016

| Program Authority | CPUC | California Energy Commission | Publicly Owned Utilities |
|-------------------|--|---|-------------------------------------|
| Budget | \$2.167 billion | \$400 million | \$794 million |
| Pro-rata MW Solar | 1340 MW | 360 MW | 700 MW |
| Scope | All in investor-owned utility areas except new homes | New homes, investor-owned utility areas | All in publicly-owned utility areas |
| Audience | Various | Builders, buyers | Various |
| Begins | January 2007 | January 2007 | January 2008 |

INCENTIVES DECLINE AS THE SOLAR MARKET GROWS



CPUC's California Solar Initiative Audiences:

- Existing residential buildings
 - Single-family homes
 - Low-income / affordable housing
 - Multi-family apartments
- All commercial buildings
 - Office and retail
 - Schools
 - Government buildings
- All industrial facilities
 - Warehouses
 - Manufacturing
- All agricultural facilities



www.gosolarcalifornia.com

Advancing Renewable Energy



California has the most ambitious renewable goals in the nation. Utilities are steadily increasing their sales of renewable energy to 20 percent by the year 2010. California Governor Arnold Schwarzenegger set sights even higher, with a future renewable energy target of 33 percent by 2020.

The California Public Utilities Commission (CPUC) plays a key role in the implementation of the Renewable Portfolio Standard with the California Energy Commission.



The CPUC is responsible for establishing targets for the amount of eligible renewable resources the investor-owned utilities must procure to comply with the RPS.

The CPUC oversees their progress toward meeting the renewable energy targets and verifies compliance with the RPS requirements.

Renewable Energy in California

2002: Senate Bill 1078 established the California Renewable Portfolio Standard (RPS) which required utilities to increase renewable generation with a goal of 20% by 2017.

2003: California's key energy agencies adopted an **Energy Action Plan**.

2005: Senate Bill 107 advanced the Renewable Portfolio Standard date. Utilities are now required to achieve 20% renewable generation by 2010.

To meet the California RPS, utilities procure energy from a "qualifying facility." To qualify as eligible for the RPS and for supplemental energy payments to cover above market costs, a generation facility must use one or more of the following renewable resources or fuels:

- Biomass
- Biodiesel
- Digester gas
- Fuel cells using renewable fuels
- Geothermal
- Landfill gas
- Municipal solid waste
- Ocean wave, ocean thermal, and tidal current
- Photovoltaic
- Small hydroelectric (see renewable projects)
- Solar tower
- Wind

California creates the largest single market of all the states for new renewable energy growth. The California RPS will result in 6,750 megawatts of new renewable power and reduce carbon dioxide emissions alone by 18.7 million metric tons. This level of emission reductions is equivalent to taking 2.8 million cars off the road.

Advanced Metering and Emerging Technologies



Emerging Technologies & Research, Development, and Demonstration (continued)

California invests in the development of emerging technologies to accelerate the introduction of new equipment, tools and services that save energy and empower customers to manage their energy use and costs through smart technology.



The California Clean Energy Fund (CalCEF), formed in 2004, will make equity investments totaling at least \$30 million in emerging clean energy technology companies. CalCEF invests in companies that are developing technology and energy-saving products that benefit all customers.

CalCEF has made investments in early-stage companies and has taken a leadership role in advancing the development of new technology for energy efficiency. With a \$1 million dollar leadership grant from CalCEF, the University of California, Davis has established the nation's first Energy Efficiency Center (EEC) to accelerate energy efficiency innovation and to stimulate the transfer of technology into the marketplace.

The California Energy Commission's Public Interest Energy Research (PIER) Program supports energy research, development and demonstration projects that help improve the quality of life in California by bringing environmentally safe, affordable and reliable energy services and products to the marketplace.

The PIER Program annually awards up to \$62 million to conduct the most promising public interest energy research, bringing new energy services and products to the marketplace and creating state-wide environmental and economic benefits.

Websites to visit for more information:

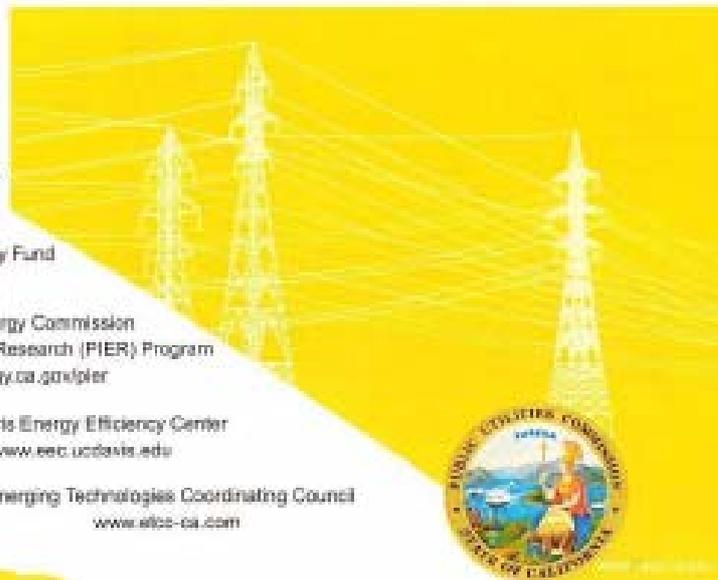
California Public Utilities Commission
www.cpuc.ca.gov

California Clean Energy Fund
www.calcef.org

California Energy Commission
Public Interest Energy Research (PIER) Program
www.energy.ca.gov/pier

UC Davis Energy Efficiency Center
www.eec.ucdavis.edu

Emerging Technologies Coordinating Council
www.etc2-ca.com



California Demand Response



Demand response is the ability of individual electric customers to reduce or shift their electricity usage in a given time period (peak hours) in response to a price signal, a financial incentive, or an electronic signal.

Demand response programs in California benefit all consumers by promoting efficiency and stability in electricity markets, and avoiding the need for new power plants. Participating in demand response programs enables consumers to reduce their use of electricity during times of peak demand, enhancing system reliability, reducing individual consumer costs, and protecting the environment.

Demand response programs:

- Educate consumers about the time sensitivity of energy use
- Promote energy efficiency and resource conservation
- Advance new technologies and methods of measuring and evaluating electricity

The California Public Utilities Commission has:

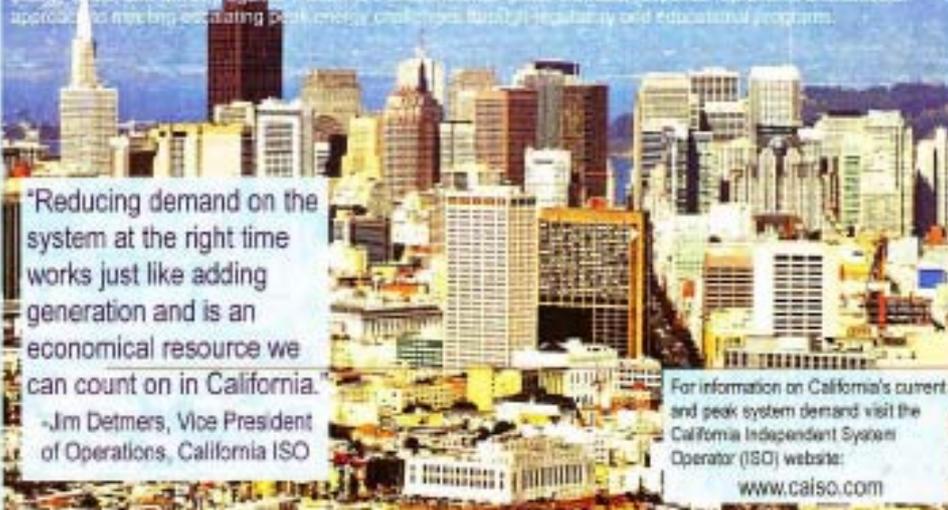
- Adopted aggressive demand response goals to help meet energy needs in a clean, low-cost manner
- Directed utilities to develop new programs and expand existing demand response programs
- Authorized funding for consumer education



www.cpuc.ca.gov

Demand response represents a critical component of our overall strategy to ensure an economically efficient and environmentally sound energy future.

Demand response is the ability of individual electric customers to reduce or shift their electricity usage in a given time period (peak hours) in response to a price signal, a financial incentive, or an electronic signal. Demand response programs in California benefit all consumers by promoting efficiency and stability in electricity markets, and avoiding the need for new power plants. Participating in demand response programs enables consumers to reduce their use of electricity during times of peak demand, enhancing system reliability, reducing individual consumer costs, and protecting the environment. Demand response programs in California benefit all consumers by promoting efficiency and stability in electricity markets, and avoiding the need for new power plants. Participating in demand response programs enables consumers to reduce their use of electricity during times of peak demand, enhancing system reliability, reducing individual consumer costs, and protecting the environment.



"Reducing demand on the system at the right time works just like adding generation and is an economical resource we can count on in California."

-Jim Detmers, Vice President of Operations, California ISO

For information on California's current and peak system demand visit the California Independent System Operator (ISO) website:

www.caiso.com