

德國再生能源發展與影響

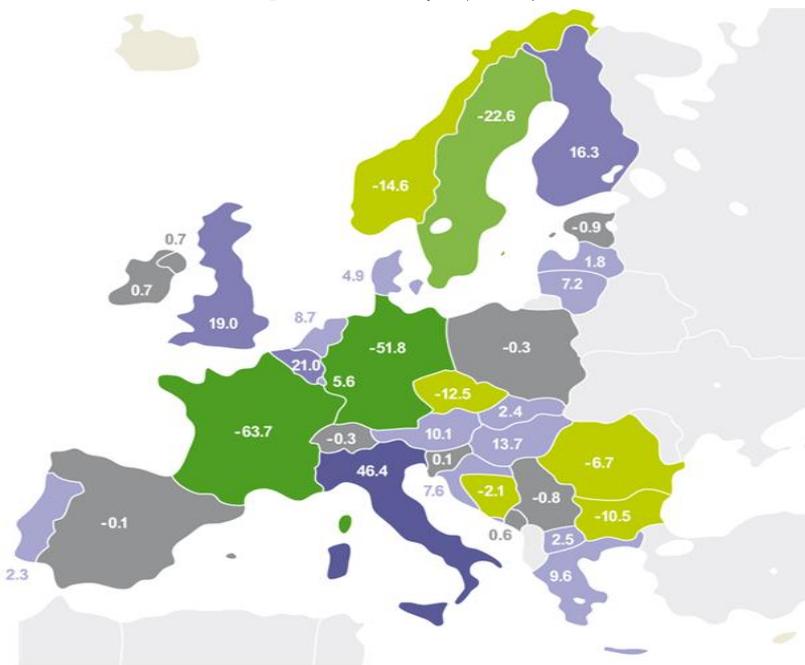
郭瑾瑋

報告大綱

- 德國簡介
- 德國能源轉型與再生能源政策變革
- 德國電力供給變動趨勢
- 德國再生能源發展的影響
- 德國再生能源下的電力市場發展方向
- 結論與建議

德國簡介

- 德國位於**歐洲的中心地**，因此在歐洲電力市場具有重要的地位，由於德國近年在歐洲電力市場價格相對較低(因各國電力消長、再生能源發電增加、傳統火的燃料價格等因素影響)，**出口**愈來愈多電力至鄰近國家。
- 德國人口約為臺灣的**3.5倍**，土地面積約為**9.9倍**，GDP約為**6.6倍**。在電力結構上，我國與德國具有明顯差異，德國非水力的再生能源已與傳統電廠的裝置容量相當。
- 德國1998年即電力自由化，目前主要有**4家輸電營運商(TSO)**，負責維持控制區的電力供需平衡。



GDP = **6.6** 臺灣

GDP (PPP) = **3.5** 臺灣

面積 = **9.9** 臺灣

人口 = **3.5** 臺灣

毛發電量 = **2.5** 臺灣

再生能源發電量 = **15.2** 臺灣

德國再生能源發電占比 **29.5%**

臺灣再生能源發電占比 **4.8%**

PV發電 = **33.9** 臺灣

風力發電 = **54.7** 臺灣

德國能源轉型計畫

- 德國能源轉型計畫主要由四個面向組成：減碳、廢核、能效與再生能源。

		Status quo	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Green-house gas emissions	Reduction of GHG emissions in all sectors compared to 1990 levels	-27% (2016)*	-40 %		-55 %		-70 %	-80 – 95 %
Nuclear phase-out	Gradual shut down of all nuclear power plants by 2022	11 units shut down (2015)	Gradual shut down of remaining 8 reactors					
Renewable energies	Share in final energy consumption	14.9 % (2015)	18 %		30 %		45 %	min. 60 %
	Share in gross electricity consumption	32.3 % (2016)*		40 – 45 %		55 – 60 %		min. 80 %
Energy efficiency	Reduction of primary energy consumption compared to 2008 levels	-7.6 % (2015)*	-20 %					-50 %
	Reduction of gross electricity consumption compared to 2008 levels	-4 % (2015)*	-10 %					-25 %

德國再生能源政策變革

- 1990年代起，德國就推出一系列的措施推動再生能源發展，其中影響最大的是**再生能源法(EEG)**，賦予輸配電業**躉購再生能源義務**並**優先併網**。
- EEG自2000年立法後經過多次的修正，目的都是為了能刺激創新、加速技術發展、降低成本，及改善再生能源整合至電網或電力市場，也因此再生能源發電占消費的比由2000年的6.5%，增加至2016年的**32.3%**。



德國再生能源政策(EEG 2017)

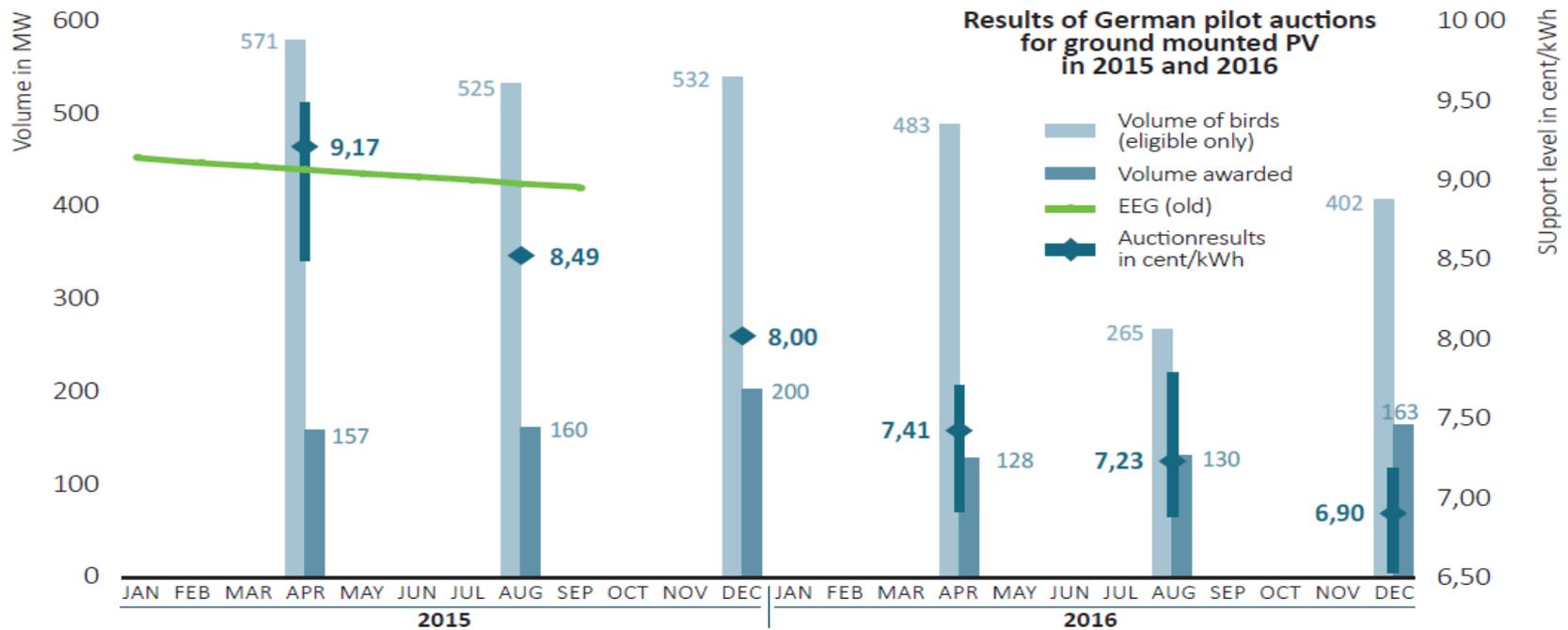
- 目的：再生能源發展能更具成本有效性且更好控制，EEG 2017 導入**標競制度**，由**市場招標**決定政府補助金額，並在條件放寬情形下(如小型民間公司不會被強制提交污染防制相關許可)，開放小型民間公司與大公司競爭，以維持招標參與者的**多樣性**。
- 各類再生能源的目標與規範：
 - 陸域風力：未來三年，每年開放2,8 GW；2020年後每年開放 2,9 GW，但針對因電網擴建未達預期，導致**電網滿載之區域**，**限制其新增不得超過2013~2015年三年平均新增之58%**。
 - 離岸風力：規劃2030年達到15GW。在2021~2022年其目標量為每年500MW，2023~2025年提高為每年700MW，並在2026~2030年每年達到840MW。
 - 太陽光電：政府目標每年新增裝置容量2.5GW，其中**600MW**，將針對裝置容量大於750KW的太陽光電，開放進行競標。
 - 生質能發電：目標2017~2019每年新增**150MW**，並在2020~2022年，每年新增**200MW**。
- 免除對象：**installations ≤ 750 kW (biomass: ≤ 150 kW)** 維持原FIT制度

德國再生能源競標制度

- 2016年12月地面型PV的平均競標價為**6.9歐分/度**，較2015年先期試驗的競標金額**9.17歐分/度**已**降低約25%**，主要原因是具有競標資格的容量和得標者間的競爭結果。此外，德國亦開放50MW給丹麥參與競標，得標的平均金額約5.38歐分/度，此涵蓋5個計畫，將於農業用地上建置。

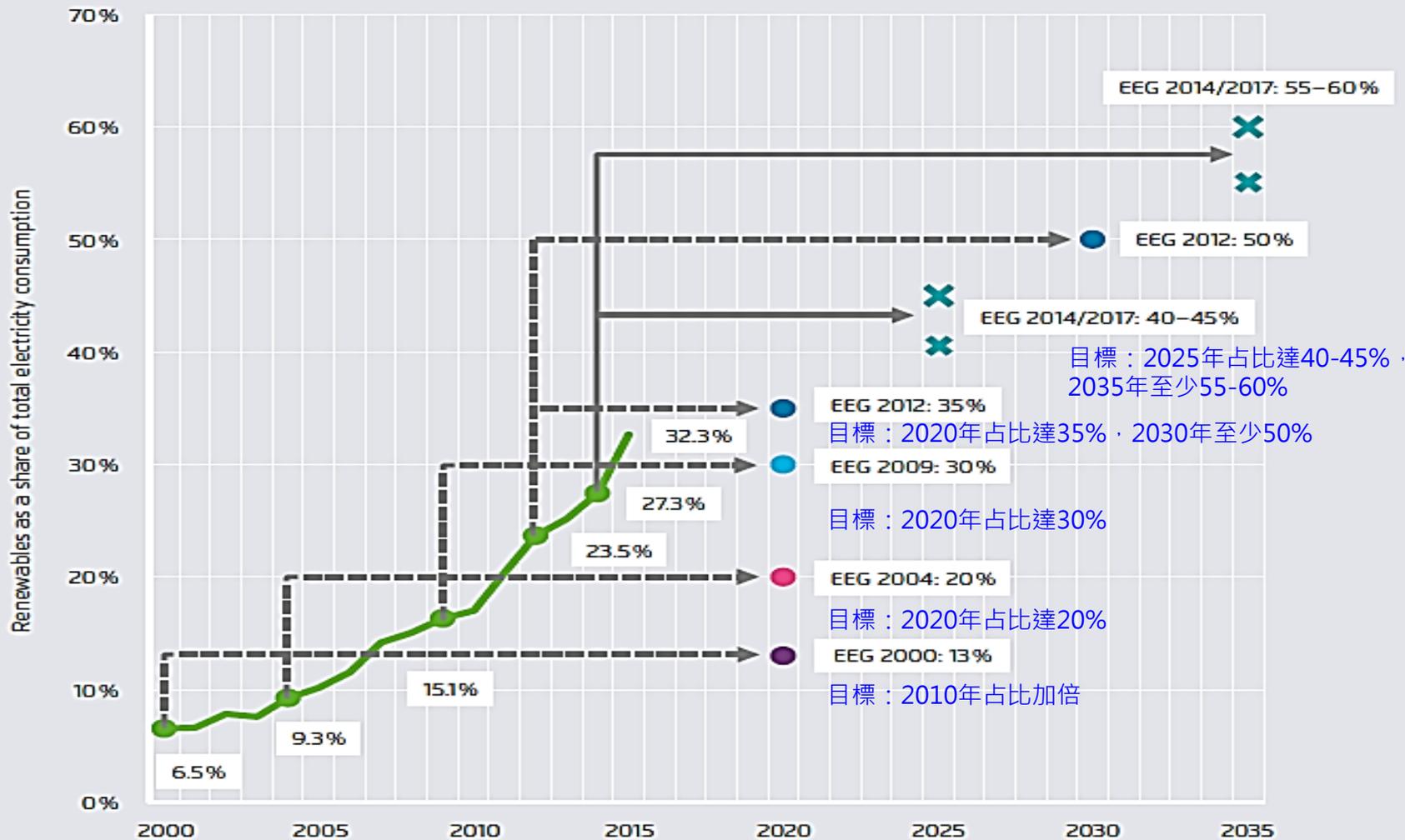
SOLAR PV AUCTION RESULTS IN GERMANY

SOURCE: ECOFYS BASED ON OFFICIAL RESULTS BY BNetzA



Remark: The pricing rule changed from pay-as-bid (1st round) to uniform pricing (2nd and 3rd round), back to pay-as-bid (4th and 5th rounds)

德國再生能源政策與電力消費占比

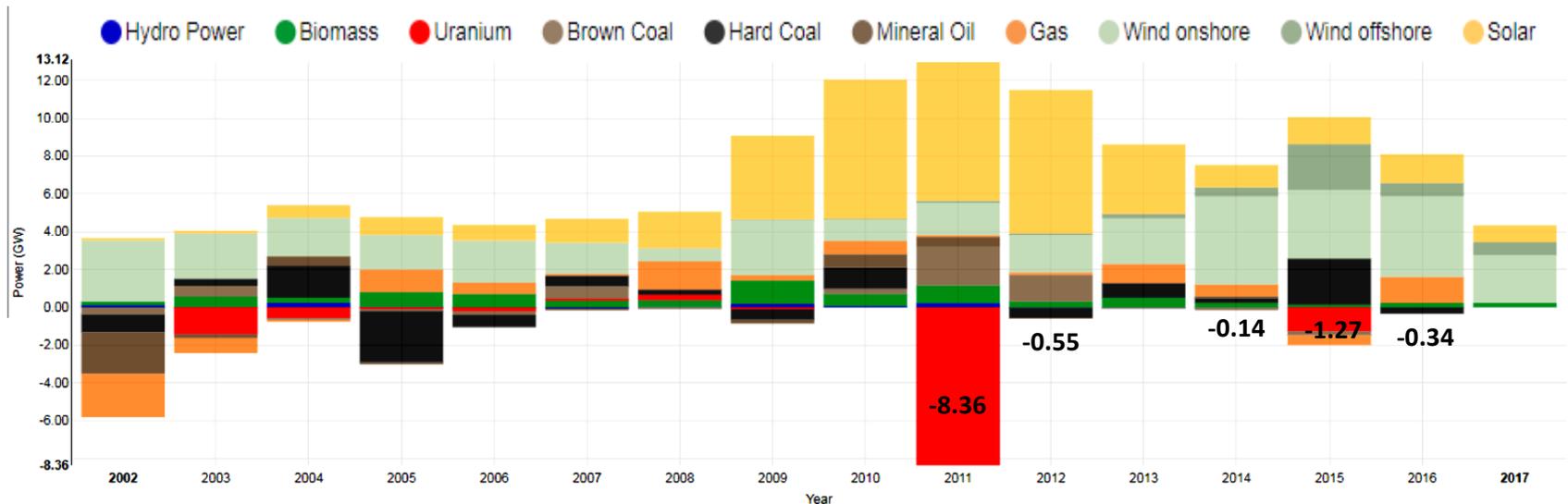


報告大綱

- 德國簡介
- 德國能源轉型與再生能源政策變革
- 德國電力供給變動趨勢
- 德國再生能源發展的影響
- 德國再生能源下的電力市場發展方向
- 結論與建議

德國電力供給變動趨勢(1/4)

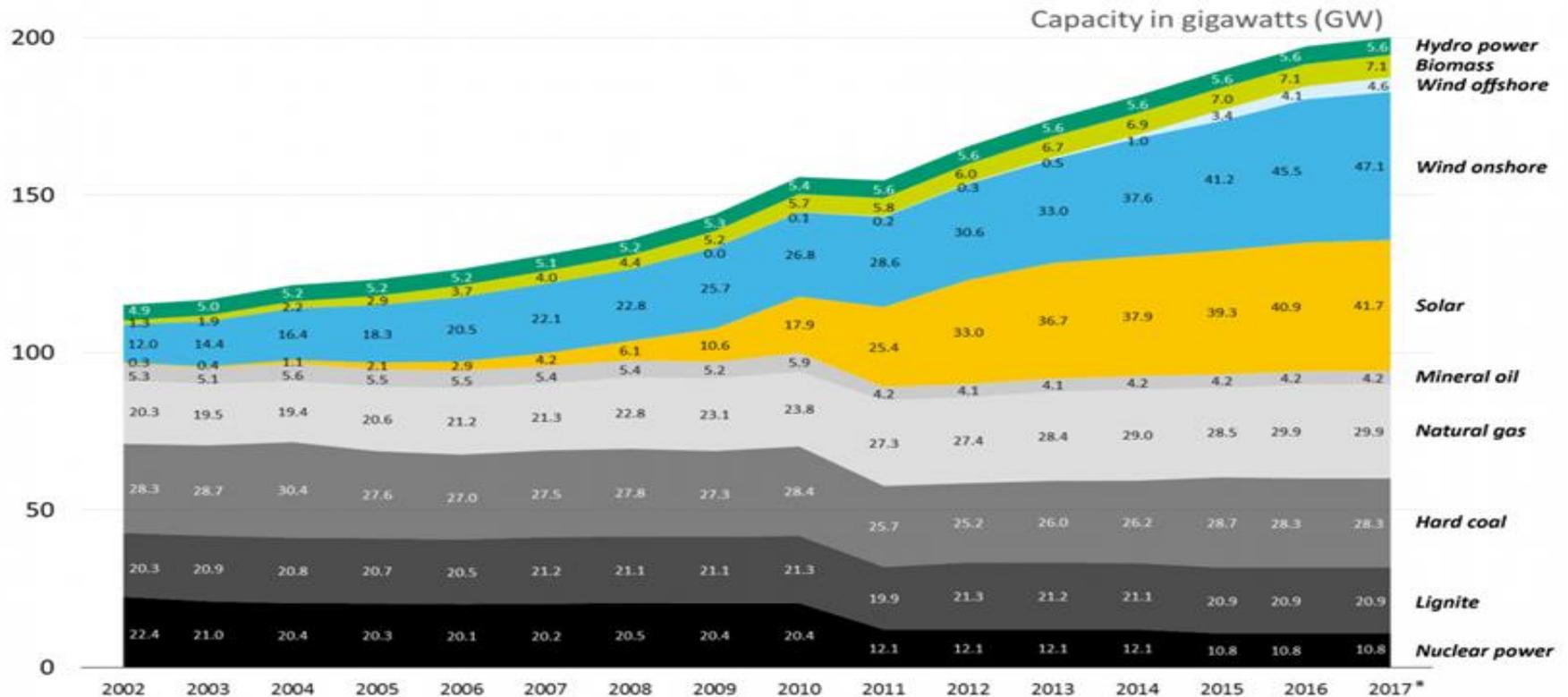
- 1986年車諾比事件後，德國就不再興建新的反應爐，2002年法令通過2022年廢核，其間在2010年曾決議延至2036年才廢核，但因2011年福島核災後重申2022年廢核，電力將由再生能源補足/替代。
- 因應全球的減碳趨勢與國內減碳目標，德國最近的燃煤電廠新建計畫是10年前就決議的，目前已經沒有任何燃煤的新建計畫。



Datasource: AGEE, BMWi, Bundesnetzagentur
Last update: 31 Jul 2017 18:14

德國電力供給變動趨勢(2/4)

- 德國預計2022年廢核，所以核能裝置量呈下降趨勢，其餘傳統發電如褐煤與硬煤機組基本上是維持的，而燃氣機組則有少量新增。但因隨著德國再生能源目標的發展，德國傾向優先淘汰不具調度彈性的褐煤機組，並希望可以逐步達成無煤的目標，所以傳統發電未來會逐漸減少。
- 德國2016年總裝置容量(net)為197.3GW，再生能源裝置量為103.1GW (占52.7%)。

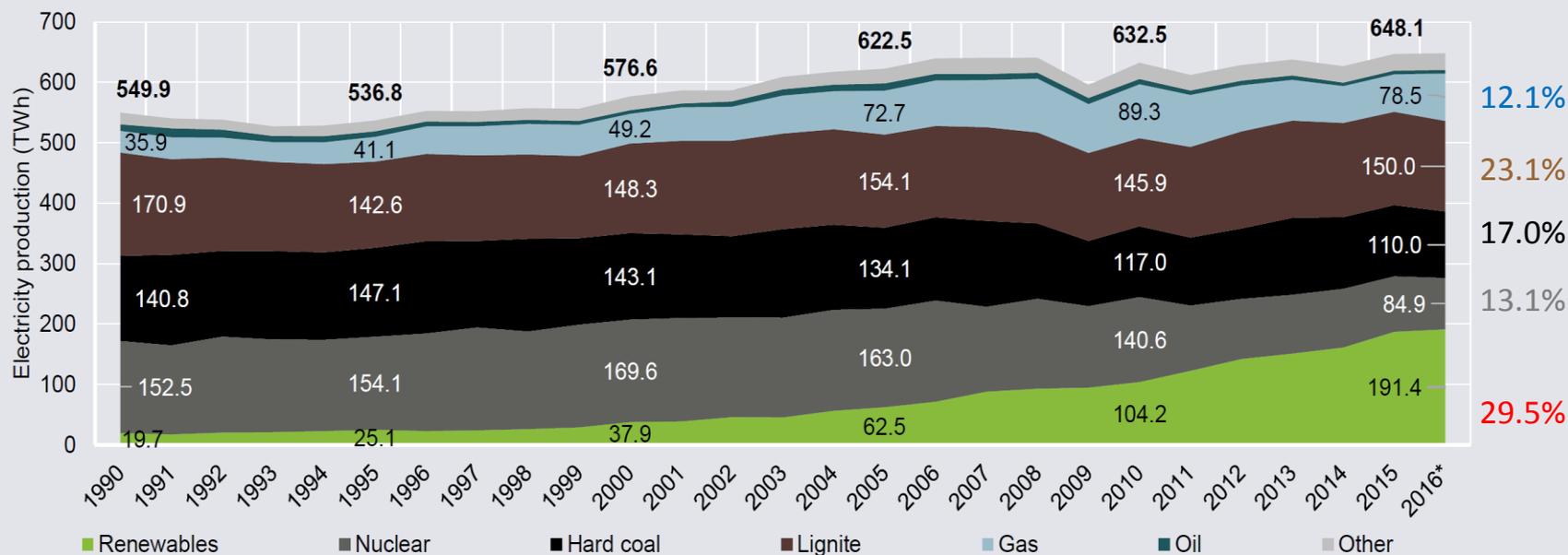


Data: Fraunhofer ISE 2017.

德國電力供給變動趨勢(3/4)

- 過去十年核能發電量減少一半，其餘如**燃煤發電**雖有減少，但仍是**最主要的發電來源**，而燃氣因近年天然氣價格下降，整體發電量也呈現增加的趨勢。預估至未來燃煤發電若按此減少趨勢，至2038年將可達無煤的狀態，主要發電將以燃氣及再生能源發電為主。

Power production, 1990-2016



AG Energiebilanzen 2016a

資料來源：Agora (2017), The energy transition in the power sector: State of affairs 2016.

德國電力供給變動趨勢(4/4)

Electricity production from renewables, 1990–2016



Renewable capacity in 2015 and 2016



Increases in 2016 (estimated)

- Wind onshore: 4.3 gigawatts
- Wind offshore: 0.7 gigawatts
- Solar: 1 gigawatt
- Biomass: 40 megawatts

Expansion corridor defined by EEG 2014

- Wind onshore: 2.5 gigawatts per year
- Wind offshore: approx. 0.7–0.8 gigawatts per year
- Solar: 2.5 gigawatts per year
- Biomass: 100 megawatts per year

BNetzA 2016a, *on basis of BNetzA 2016b, FA Wind 2016 and BWE 2016

資料來源：Agora (2017), The energy transition in the power sector: State of affairs 2016.

報告大綱

- 德國簡介
- 德國能源轉型與再生能源政策變革
- 德國電力供給變動趨勢
- 德國再生能源發展的影響
- 德國再生能源下的電力市場發展方向
- 結論與建議

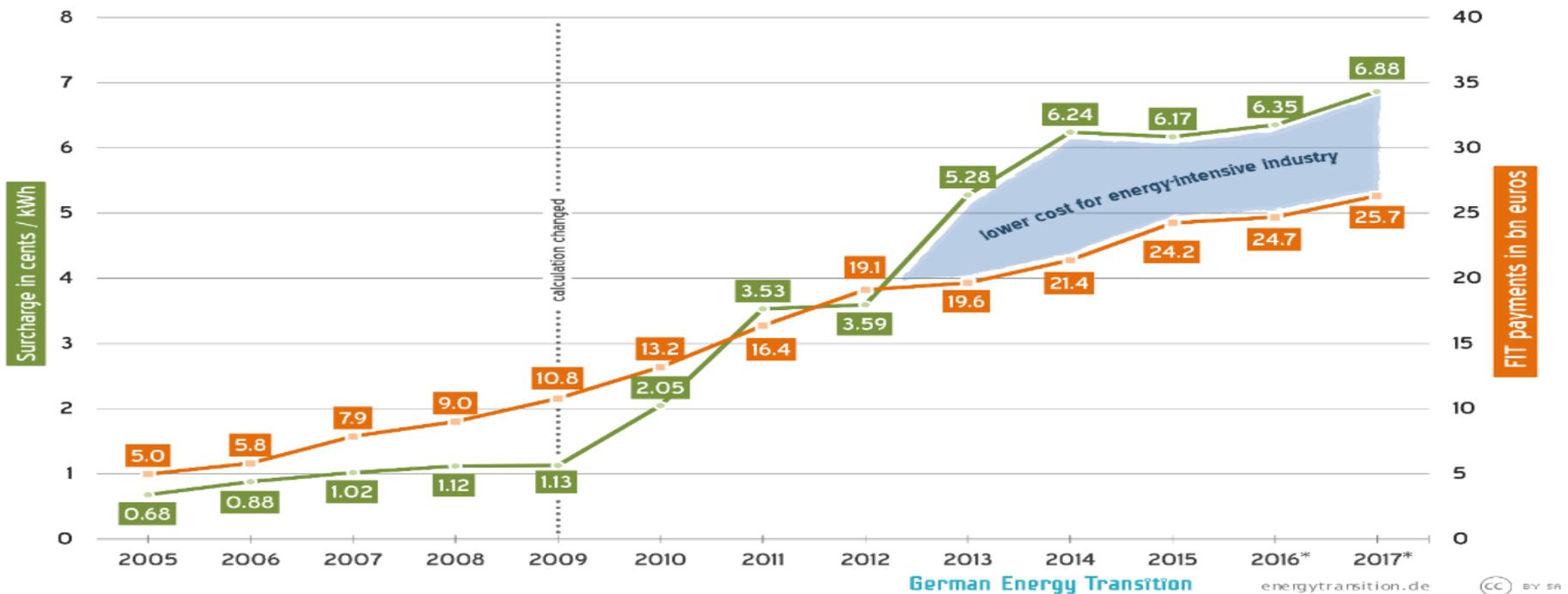
德國再生能源對電價的影響

- 德國再生能源的快速發展卻也帶動電價的大幅上漲。
- 德國再生能源附加費之所以持續上漲，主要是因為2009年的計算方式修正。

Industry subsidies make renewable power look expensive in Germany

Development of the renewable energy surcharge and FIT payments, 2005 - 2017

Source: German TSOs | *estimates



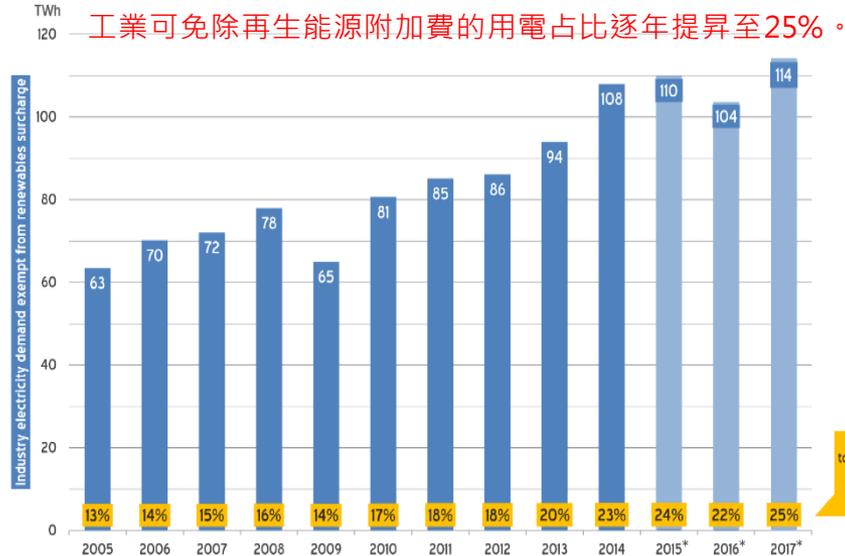
德國再生能源對電價的影響

- 德國因**工業用戶的補貼**(尤其能源密集產業可免除再生能源附加費)，隨著工業可免除再生能源附加費的用電占比逐漸提高，一般民眾分攤的費用就愈高。德國工業可免除再生能源附加費的用電占比逐年提昇至**25%**。
- 當**現貨市場價格**愈低，消費者需要攤提的再生能源附加費就愈高，反之，當現貨市場價格提高，則再生能源發電商可由現貨市場取得大部分應有的收益。

Industry exemptions to green power surcharge nearly double

Industry electricity demand exempt from renewables surcharge 2005-2017

Source: German TSOs, BMWI, BAFA | *estimates



i-Umlage versus Börsenstrompreis

紅色bar代表現貨市場價格；綠色代表再生能源附加費。



Der Börsenpreis entspricht bis 09/16 dem Spotpreis der European Power Exchange, von 10/16 bis 12/16 den Futuresnotierungen der European Energy Exchange und für das Jahr 2017 dem aktuellen Preis nach § 3 Abs. 2 AusglMechV

German Energy Transition

energytransition.de

CC

BY SA

ert

amprion

TENNET

TRÄNSNET BW

Prognose der EEG-Umlage 2017 nach AusglMechV

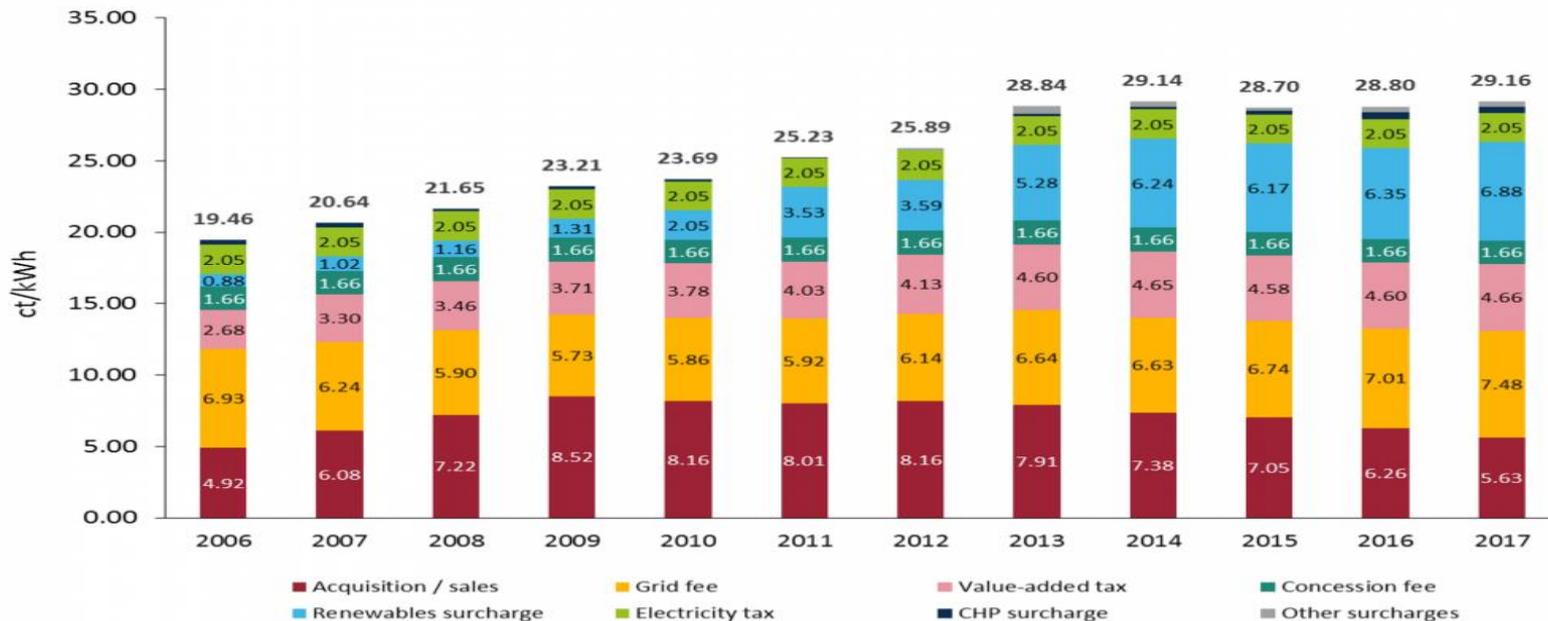
14.10.16 20

德國再生能源對住宅電價的影響

- **再生能源補助附加費**(EEG surcharge)的增加是使住宅電價持續上漲的主因之一。
- 德國目前再生能源附加費約占電價的24%，其他尚包含能源取得與銷售(19%)、電網營運費(26%)、增值營業稅(16%)及其他稅金、分攤款項(15%)，EEG 2017可使再生能源附加費儘可能保持穩定，但因針對既有再生能源的收購價格是維持20年不變，因此未來短期再生能源附加費並不會下跌，預至至2020年為最高峰。

Composition of average power price in ct/kWh for a household using 3,500 kWh per year, 2006 - 2017.

Data: BDEW February 2017.



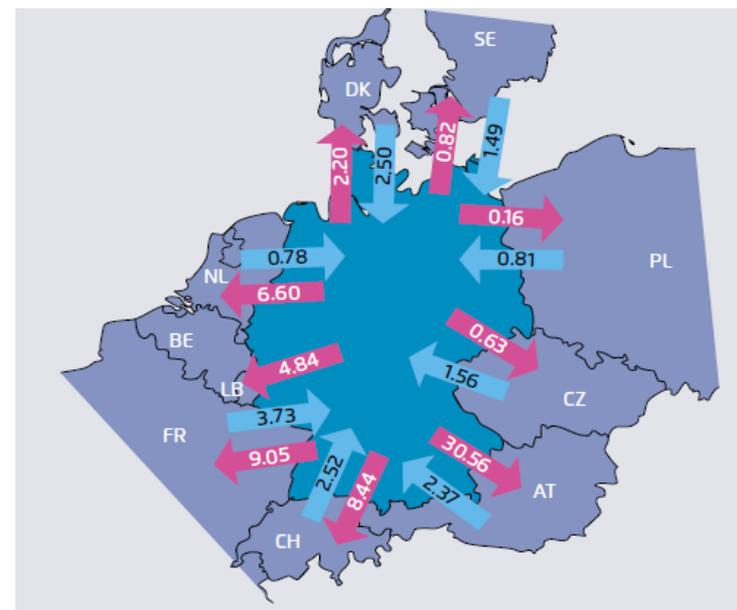
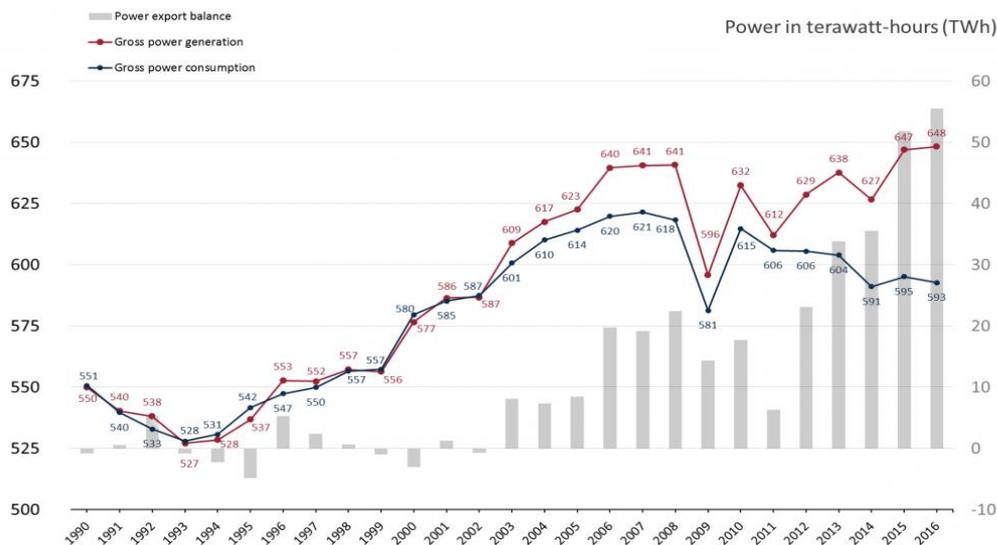
德國再生能源對電力進出口的影響

- 德國因電力供需差異逐年擴大，自2003年起一直為電力**淨出口國**，儘管2011年關閉8座核電廠，德國電力淨出口仍持續增加，至2016年更創新高到55TWh (Trade flow為47.5TWh)，而造成供需差異主因為**電力消費減少與再生能源發電增加**。
- 德國電力市場的電價為歐洲第二低(**再生能源快速發展、具競爭力的電力組合、停滯的電力需求、歐洲碳排放交易價格便宜使煤電具競爭力**)，電力主要出口至奧地利、法國、瑞士及荷蘭。

German power export balance 1990 - 2016.

Data: BMWi 2017.

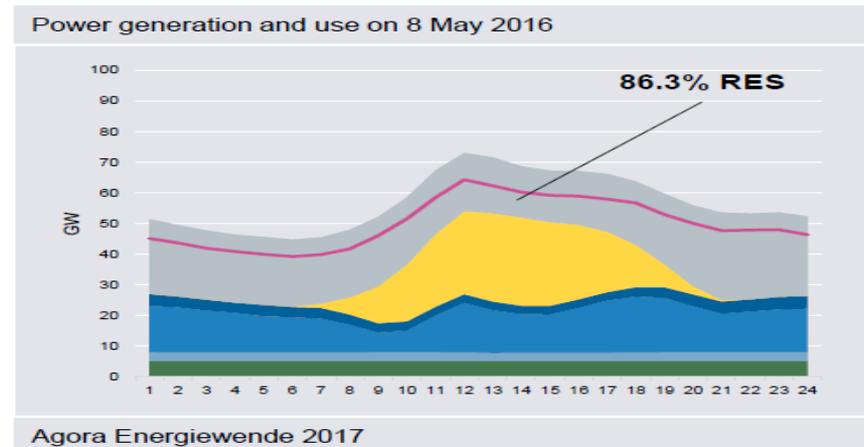
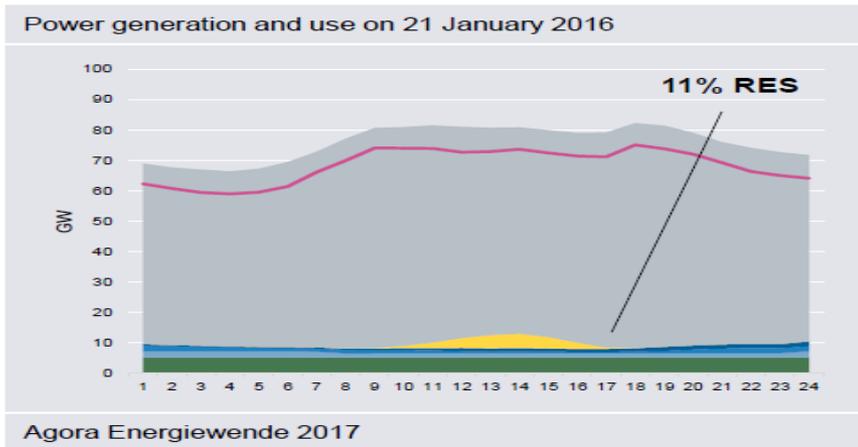
CLEAN
ENERGY
WIRE



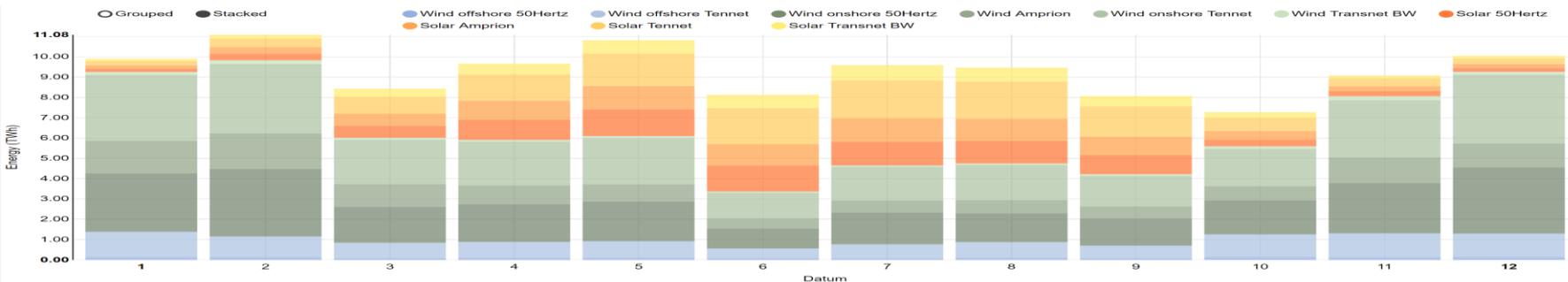
Trade flows with neighbouring countries 2016.

德國再生能源對電力調度的影響

- 2016年尖峰負載為82.6GW (11月30中午12點)，年用電高峰期約為每年11月-1月。
- 德國PV最大發電量發生在5月(4-9月為主)，風力最大發電發生在2月(11-2月為主)。
- 德國2016年再生能源發電占比最低發生在1月21日下午5點，占比僅11.0%；占比最高為5月8日下午1點，占比達86.3%。

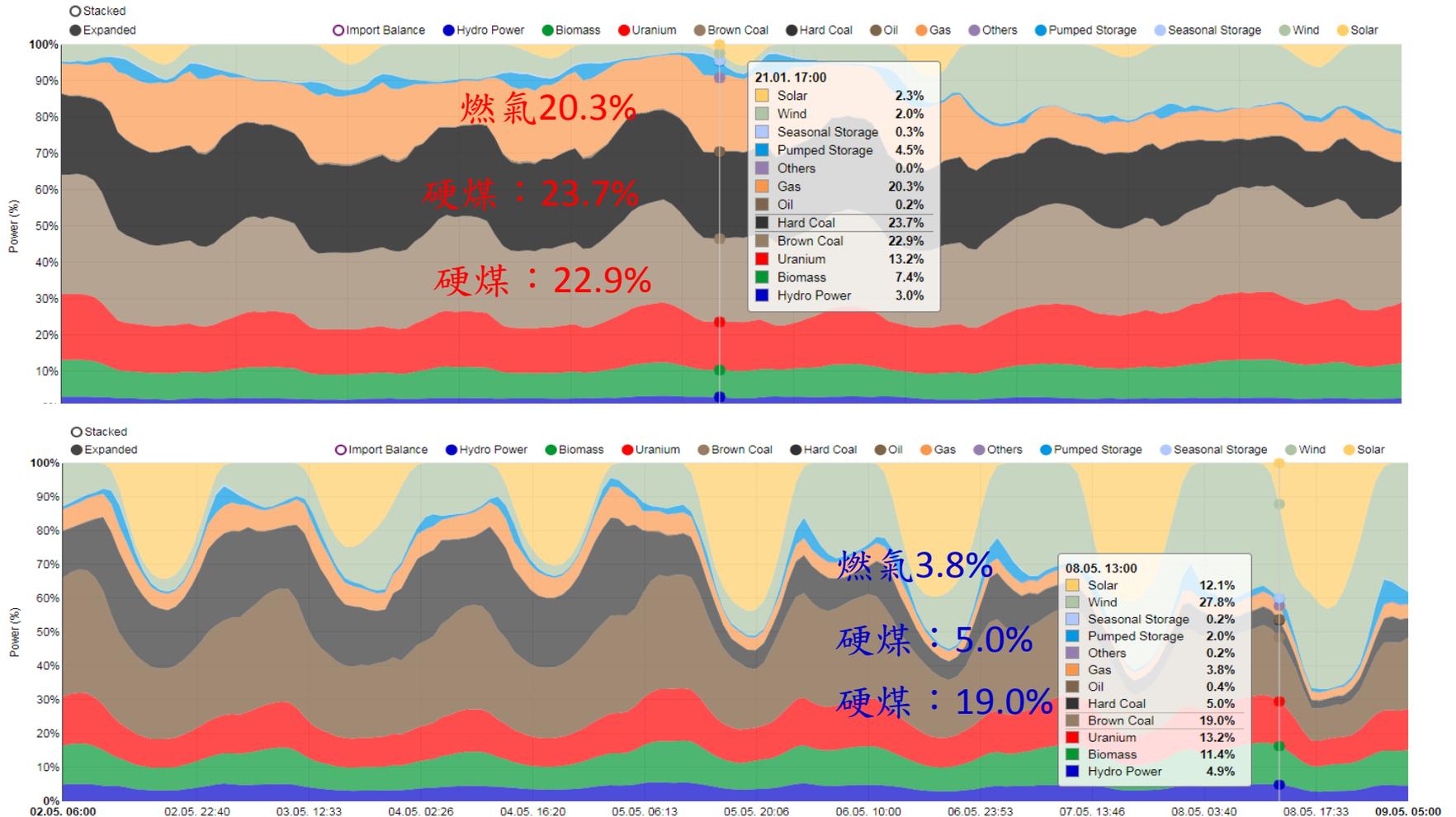


electricity generation in Germany in 2016



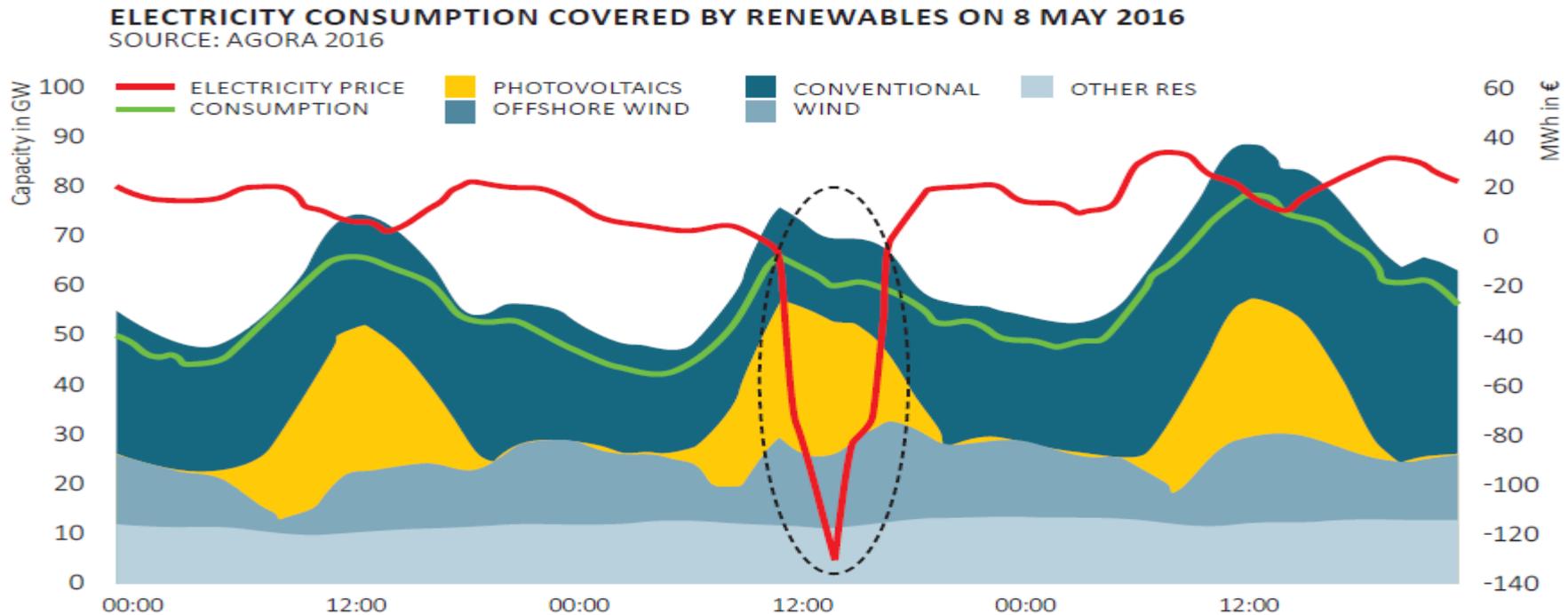
德國再生能源對電力調度的影響

德國2016年再生能源發電電量高時，燃氣與硬煤明顯下降，褐煤也有微幅調整。



德國再生能源對市場價格的影響

- 2016年德國再生能源發電最高已占日需求86.3% (2016.05.08)，PV與陸域風力在中午12點達最高出力44.3GW (PV 28.6GW、風力15.7GW) 如下圖，而傳統電力為18GW，因此導致有**超額供給現象**，現貨價格於下午2點降至**負價格** (-130歐分/度)。

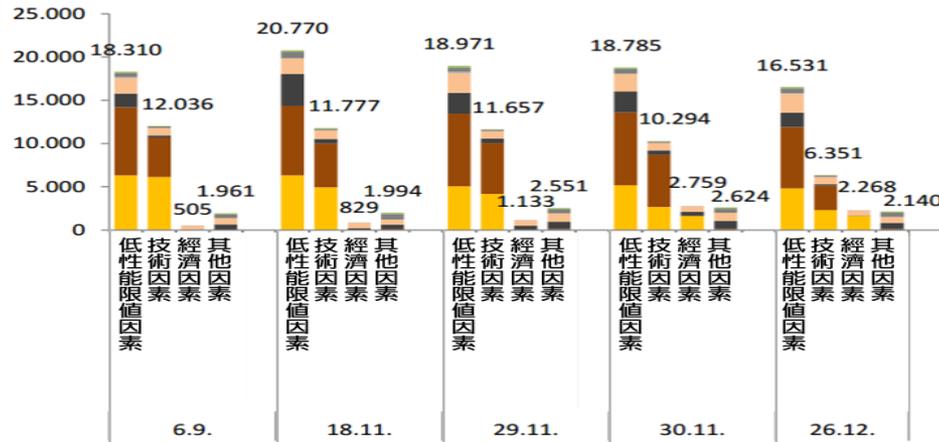


德國電力負電價原因

各電廠於負價格時段仍維持運轉之原因調查

電廠電源類型

- 垃圾/廢棄物
- 其他非再生能源
- 蓄水
- 慣常水力
- 石油產品
- 天然氣
- 硬煤
- 褐煤
- 核能



德國聯邦網路局於2017發布「最低生產報告」，針對2015年當中五次日前市場批發價為負值時段分析，指出傳統發電機組基於其**技術層面之限制**，因此即便在預知電力供應過剩之情況下，仍需讓機組維持運轉，此為導致電力批發市場價格偏低的主要原因之一。

資料來源：Bundesnetzagentur (2017), Bericht über die Mindesterzeugung. 工研院張瓊之整理。

Hours with negative electricity prices – median negative price and lowest price – 2012-2016

2016年負電價小時數較去年減少，但平均價格較去年更低，表示參與電力市場的電廠可更有彈性去因應系統，但仍有過多的must-run傳統機組。



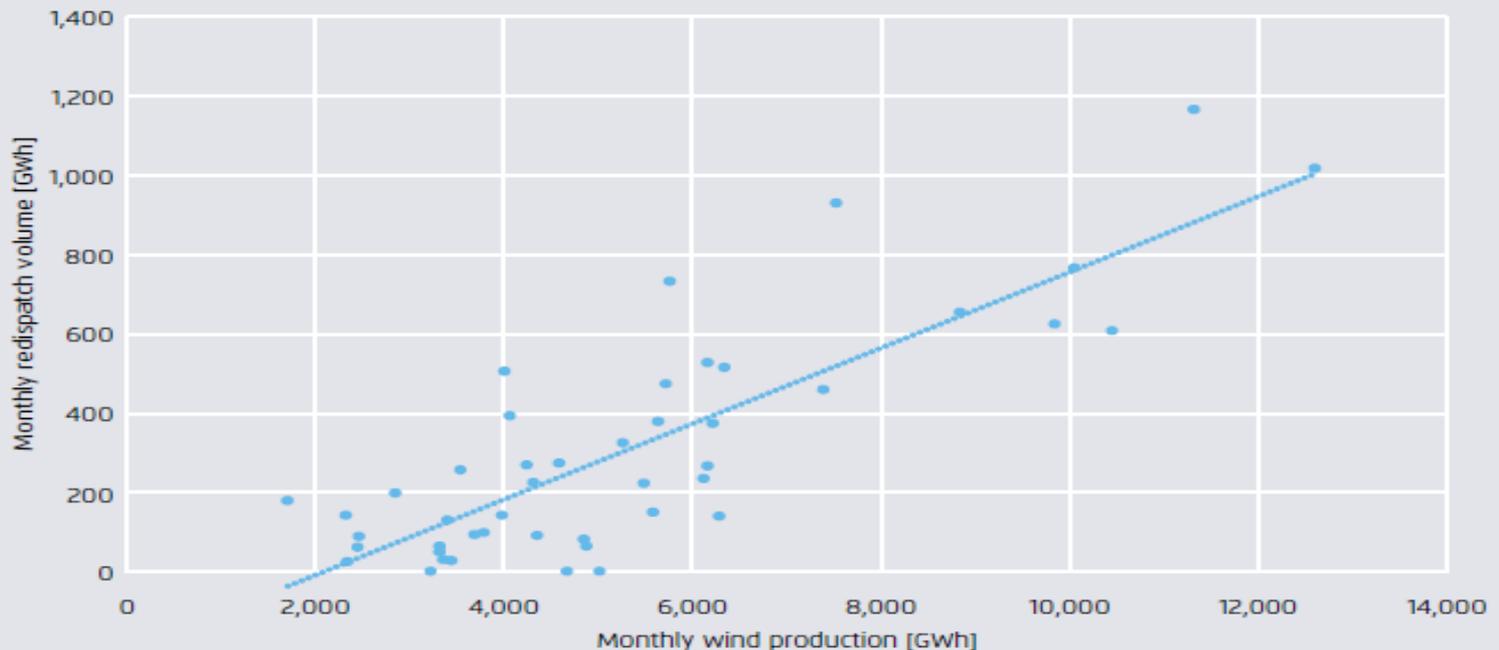
資料來源：Agora (2017), The energy transition in the power sector: State of affairs 2016.

再生能源發展對電力調度的影響

- 德國電網擴建速度跟不上再生能源的發展，造成電網壅塞。
- 在再生能源優先併網原則，棄風與棄光等是最後的手段，目前最主要是藉由redispatch來解決短期的問題，但前提是電廠要有足夠的彈性去調整排程。

Relationship between monthly wind generation and monthly redispatch volumes in Germany
(Jan. 2013 – Oct. 2016)

Figure 5

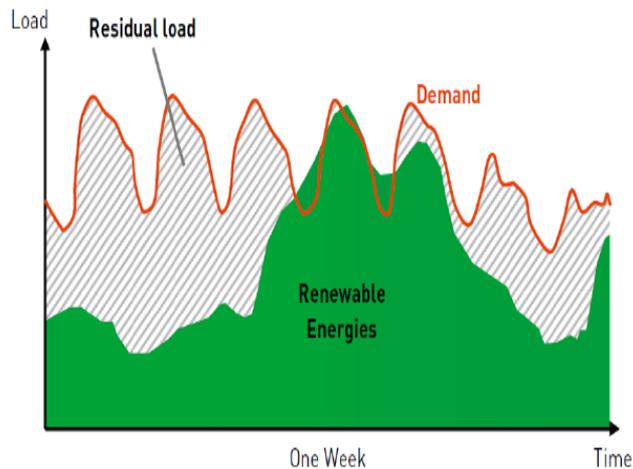


報告大綱

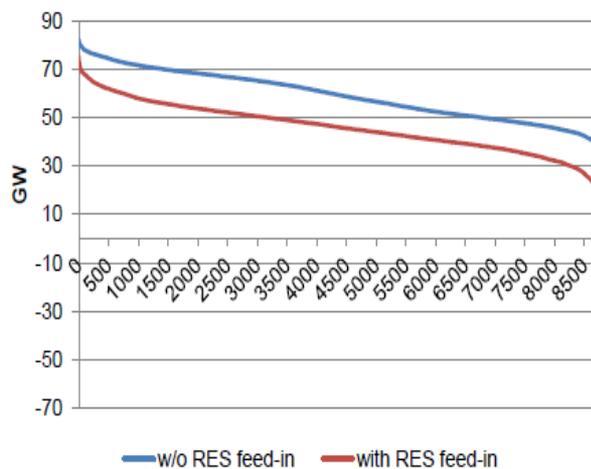
- 德國簡介
- 德國能源轉型與再生能源政策變革
- 德國電力供給變動趨勢
- 德國再生能源發展的影響
- 德國再生能源下的電力市場發展方向
- 結論與建議

電力調度彈性需求

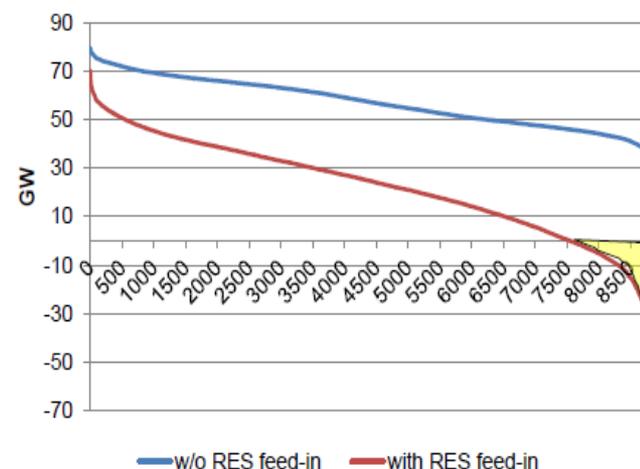
- Residual load (剩餘負載) = Demand – Renewable feed-in
- 變動性再生能源增加，容易造成剩餘負載曲線變動更劇，且造成供給過剩，需更彈性的電力系統，以維持供電品質及穩定。
 - 調整電力排程機組：降低中低載、增加尖載機組，儲能電廠
 - 過剩電力：儲能、出口、需量管理、棄光棄風



German load duration curve in 2010



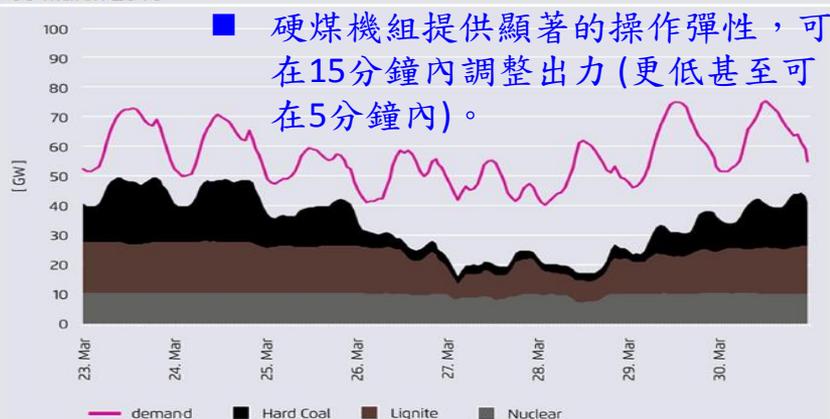
German load duration curve in 2030



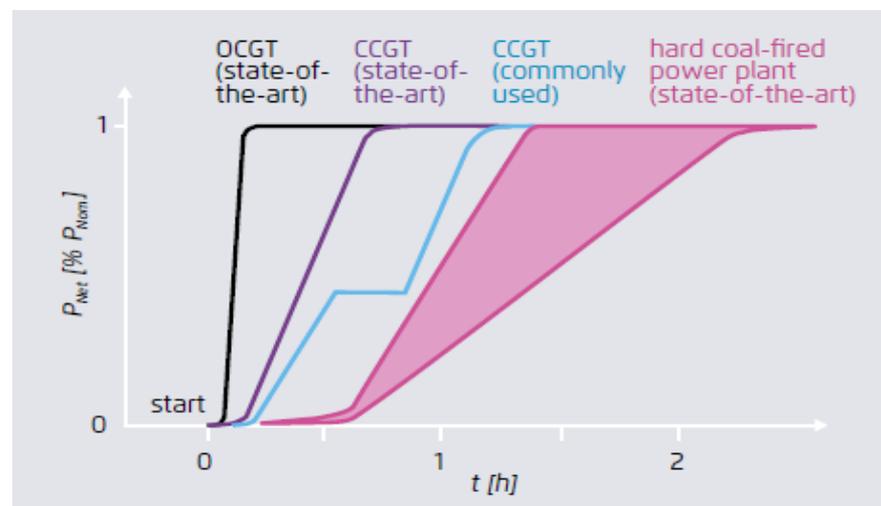
電力調度彈性需求

- 早期燃煤電廠設計是用來作基載運轉，因此最低負載運轉較高(40-60%)，相對也限制其調整操作彈性。現今較新的燃煤電廠已降至25-40%，**德國更進一步更新燃煤電廠，使其最低運轉限制可降至12%**。
- State-of-the-art 硬煤的升降載率亦較一般硬煤電廠由1.5-4%，提昇至3-6%。
- 透過retrofit提高燃煤電廠的調度能力，雖因調度使電廠效率有所影響，但對整體CO₂排放仍是有益的。
- 此外，當機組為了提供系統服務而屬於must-run機組，在有無彈性的邊際效益差約**2.5倍**。既有燃煤廠商進行retrofit的經濟誘因在於需有一定的**補償機制**，如市場價格需適當反應，以補償燃煤電廠作為調度型機組使利用率下降的損失。

Power generation from nuclear, hard coal and lignite power plants and demand in Germany, 23 to 30 March 2016



Agora Energiewende (2017)



電網擴建需求

- 由於德國北部風力資源豐富，風電發展快速，加上核電依規劃除役且未來三年南部機組除役大於新增，均造成德國區域的電力供需不平衡，因此**北電南送**將是未來發展再生能源主要的挑戰。
- 為解決這個問題，德國**南北輸配電網有擴建的必要**，且有益於整合歐洲電力市場。為此，德國**聯邦電網擴建計畫(NEP)設置未來十年的電網擴建規劃**，以確保電網穩定與可靠性，最新的規劃是未來需增加約**8000公里**的傳輸電網，但直至2016年才建造約700公里。

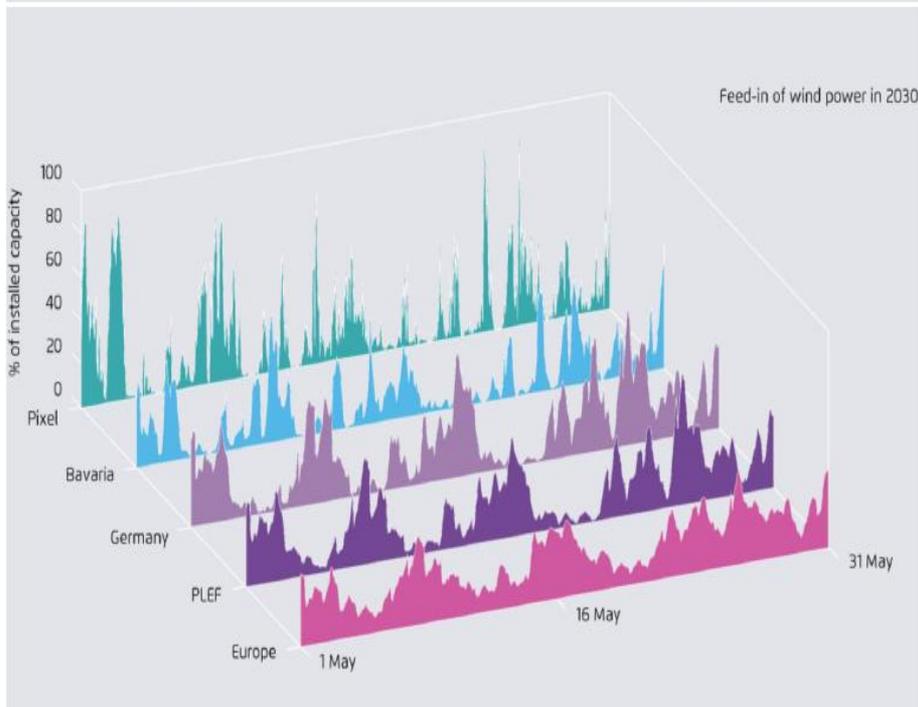


New power lines need to transport excess supply in northern Germany to southern Germany in order to prevent shortages.

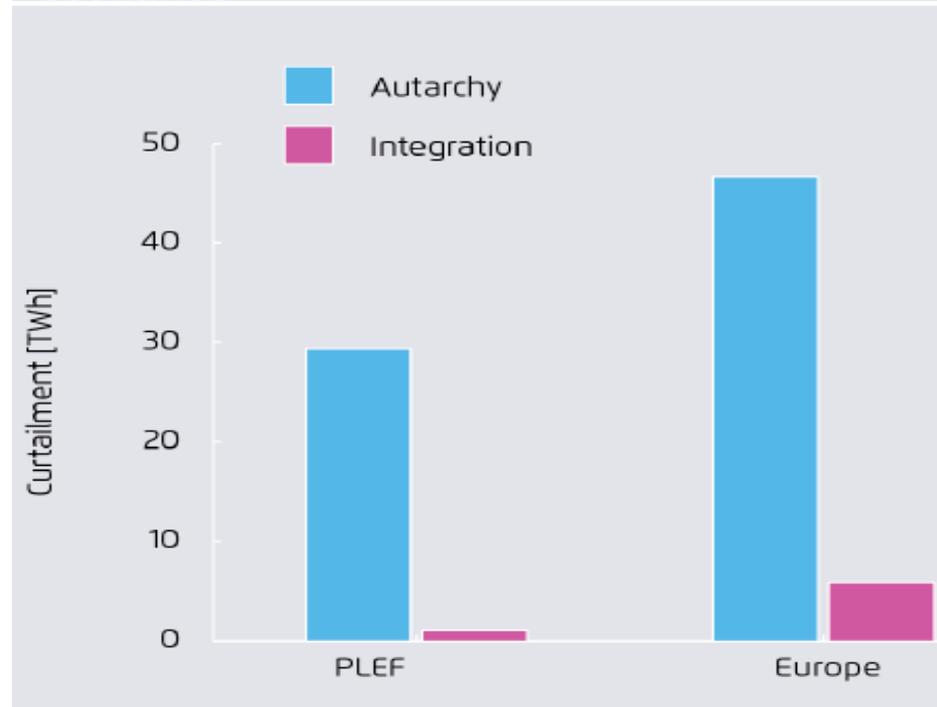
歐洲聯網的需求

- 因電力需求模型各國/各區不同、氣候狀況不同，因此**整合的區域範圍越廣可降低對電力系統彈性的要求**，並減少棄置量。
- 以5月風力為例，歐盟整體下的瞬時風力波動相對較小，且無極端情形。歐洲每小時最大風力升載率為裝置量的10%、法國約21%、部分地區達90%。
- 各國/各區獨立下，由於缺乏與其他區域交易，棄電量將高出10倍。

Wind onshore generation in May 2030 at different levels of aggregation



Curtailment of vRES within PLEF and Europe scenarios



電力市場2.0

- 因應再生能源快速發展，需調整電力市場，以更好整合再生能源如PV、風力等電力併入電網，並確保電力供應安全且可負擔。
- 2014年10月，德國德國聯邦經濟暨能源部公布**電力市場綠皮書**，討論未來電力市場設計；2015年7月再頒布**電力市場白皮書**，明確德國對電力市場2.0的設立；2016年6-7月，德國聯邦議會通過**電力市場發展法**和**能源轉型的數位化法**，以使彈性的供給、彈性的需求、儲能等能在電力市場競爭，及創新商業模式的發展。
- 電力市場2.0的二個核心機制：
 - **更強的市場/價格機制**：藉由市場機制創造強力的價格訊號，以提供電力市場發電商、供電商作為投資的參考，且Electricity Market Act 規範即使電價異常高時，各州政府仍不可干預電力市場。
 - **更高的電力保障能力**：
 - 1) 建立一種儲備容量(**capacity reserve**)，與電力市場區隔，用以提供額外的備用容量，以因應不可預期事件的發生。此備用容量目前初始規劃是2GW(尚在審核中)，未來德國聯邦經濟及科技部至少每兩年會重新檢視此容量的合理性；
 - 2) 此要求電力供應商必須對其供給承諾負責(**balance responsible parties**)；
 - 3) 規劃將接續要除役的褐煤機組中13%作為“**security stand-by**”，有益於電力部門2020年碳排放目標的達成。2016年10月1日，Buschhaus Power Station最先作為security stand-by機組。

再生能源發展對供電安全的影響

- 德國積極發展再生能源，SAIDI(系統平均停電時間指標)從21分鐘降到12分，供電穩定度有所提昇。主要是因現階段的裝置容量遠大於需電量，且電力調度技術提昇(燃氣與硬煤機組)、可調度機組仍占有一定的比例。
- 為維持供電安全，德國在電能市場提供額外的**backup機制**
 1. **Grid Reserve**：2012年開始實施，為避免北電南送出現電網壅塞，要求TSO每年因應電力再調度需求(redispatch action)，需保留一定的容量(年度間除TSO調度用，不可參與電力市場，保留南部或臨近國家電廠)，以維持電網供電的穩定。TSO每年評估值經德國聯邦網路局檢視確認後，會對外公告。
 2. **Security Standby**：在考量減碳目標，德國將應淘汰之傳統機組保留，作為security standby 機組，以維持電網的穩定，其中優先以褐煤機組為主，保留四年後才永久除役。
 3. **Capacity Reserve**：每年因應不可預期或極端事件發生預留電力市場外的機組作為備用容量，初步規劃為尖峰負載的2GW。

再生能源發展對電力系統成本影響

- Agora 請德國應用生態研究所Oko Institut的專家研究再生能源發電占比提高至80%以上，其對電力系統成本影響。
- 電力部門若要達到非常積極的減碳目標，只有在以再生能源為主的情境才有可能達成。
- RE-based的電力系統成本下，投資成本占比較大，將造成財務上的困難，然其對燃料與碳價的敏感度低。
- RE-based在多數情境下，系統成本低於或等於化石燃料為主的電力系統。

Comparison of total system costs of predominantly renewable, coal and natural gas-based power systems with CO₂ prices of €50, 2050

Figure S-1

四個情境：(一)以再生能源為主，但依儲能技術推廣的不同分為二個；(二)以化石能源為主，一是燃煤為主、另一個是燃氣為主；但又考量燃料價格與碳價。



結論與建議

- 德國政府預期風力與PV等間歇性發電將為電力系統的主要來源，預計2030年發電量是現在的2倍，2050年將變成電力生產的主要來源。因此整體電力系統的發展方向為創造更彈性的電力系統。(1) 電網是維持區域電力平衡的關鍵，且是最具成本效益的彈性選項，因此需配合再生能源發展**擴增電網**。(2) **提昇發電機組的操作彈性**，有些電廠在電力市場價格低或負電價時仍維持在市場的操作，主因是用來提供平衡容量或熱需求，因此若CHP可以有儲熱系統，且可將多餘的電轉熱，將有助於提高CHP的彈性，未來若以生質能供熱則更有彈性。(3) **創造更彈性的電力消費模式**，使電力消費者有誘因配合電價調整需求/用電行為，目前因為部分電價組成掩蓋電力市場價格訊號帶來的影響，如再生能源附加費、稅費等，後續應該消除這些障礙，以讓消費者/工業可配合電價訊號調整其行為/商業需求，以從中獲利或提供平衡容量。
- 德國推動能源轉型過程中，透過公開討論修正未來電力市場發展方向，並修正再生能源法以更符合成本效益。我國現正推動能源轉型，預計2025年達成非核家園、發電結構朝20(再生能源)-30(燃煤)-50(燃氣)，相關法令及推動措施可借鏡德國發展歷程。

參考文獻

1. Agora (2017), 10 Q&A on the German Energiewende.
2. Agora (2017), Flexibility in thermal power plants.
3. Agora (2017), Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems.
4. Agora (2017), The energy transition in the power sector: State of affairs 2016.
5. Agora (2017), Transforming the German electricity system.
6. Bundesnetzagentur (2016), Germany's Energy Transition Lessons Learned and Next Steps.
7. Dominik Most (2014), Economics of Energy Storage.
8. ECOFYS (2017), The German energy transition and the Polish energy system.
9. ENTSO-E (2016), Electricity in Europe 2015.
10. <https://energytransition.org/2016/10/german-renewable-power-surcharge-increases-by-8%>
11. 張瓊之(2017)，德國聯邦網路局報告指出，導致電力批發市場出現負價格的主因並非再生能源供應過剩，而是傳統電廠營運行為缺乏彈性所致。