

PHASING-OUT COAL, PHASING-IN CCS: A LONG-TERM EVOLUTION OF ITALY'S ELECTRICITY GENERATION CAPACITY

FEDERICO PONTONI, IEFE – UNIVERSITÀ BOCCONI, FEDERICO.PONTONI@UNIBOCCONI.IT

NICCOLÒ CUSUMANO, IEFE – UNIVERSITÀ BOCCONI, NICCOLO.CUSUMANO@UNIBOCCONI.IT

ANTONIO SILEO, IEFE – UNIVERSITÀ BOCCONI, ANTONIO.SILEO@UNIBOCCONI.IT

STRUCTURE OF THE PRESENTATION

- Rationale and aim of the research
- CCS technologies
- Estimation of learning curves for target technologies
 - PV
 - Wind offshore
 - CCS
- Scenario analysis: brief introduction to LEAP
- Main assumptions
- Results
- CCS potential in Italy
- Policy implications

RATIONALE

- 1,200 Gt of CO₂ can be considered as the upper bound of the carbon budget that the World can spend by 2050 (CTI, 2011; Mc Glade and Ekins, 2015)
- The sum of reserves and resources of all fossil fuels combined is equal to 11,000 Gt of CO₂ if combusted unabated
 - almost 62% of proven reserves have to stay unburnt
- A recent paper by Pfeiffer *et al.* (2016) has carried out a specific analysis for the global power sector, showing that:
 - after 2017, all new CO₂ emitting power plants will be unneeded, apart from early retirement of functioning plants
 - existing global power fleet, if allowed to produce until the end of its useful lifetime, has already enough capacity to produce more than its expected share of the overall carbon budget
 - If all other emitting sectors (transportation, industrial production, etc...) continue to develop at BAU, even immediate and complete decarbonisation of the global electricity sector would be insufficient to constrain temperature increases to 2°C

AIM OF THE PROJECT

- Our paper aims at assessing the possible evolution of the Italian generation mix up to 2050 including the effects of the early phase-out of coal generation
- In the paper, we model the most promising carbon-free technologies (PV, Wind and CCS) and we see how the scenarios are affected if we take into account different cost trajectories
- Given the flexibility and reliability of gas and coal power generation, we focus on the conditions under which the adoption and deployment of CCS technologies is likely to happen

CCS TECHNOLOGIES

- Carbon Capture and Storage (CCS) is a suite of techniques designed to capture the CO₂ contained in industrial flue gases from large point sources, notably fossil fuel plants, before it is released in the atmosphere
- The captured CO₂ is transported (e.g., by pipelines or trucks) and is finally injected into a suitable underground storage facility (e.g., depleted oil and gas fields or deep saline aquifers)
- These techniques allow the capturing up to 90% of the CO₂ emitted from a power plant
- In countries whose energy mixes are highly reliant on fossil fuels, CCS power plants may be an interesting option to provide decarbonised electricity at base-load

CCS ACTIVE PLANTS (2016)



- There are 13 operating plants, but none is capturing CO₂ emitted by a power plant
- By around the 2020 time frame, approximately 10 projects should be operational in the power sector and they should cover both coal and gas plants and the three main capture processes.



LEARNING CURVE

- Following a standard approach in the RES literature, we model technological progress using a learning curve construct (Rubin et al., 2015)
- As experience with a certain technology builds up in the economy, gains in technical efficiency lead to a decrease in the amount of inputs required for implementation
- Consider a generic RES technology. Suppose that, in order to install an additional 1 MW of generating capacity, the quantity u_t of a given input is required
- If we assume that technical requirements change (i.e. decline) over time, then we are implying the learning by doing. Then, for any two years s and t , the technical coefficient u_t can be written as:

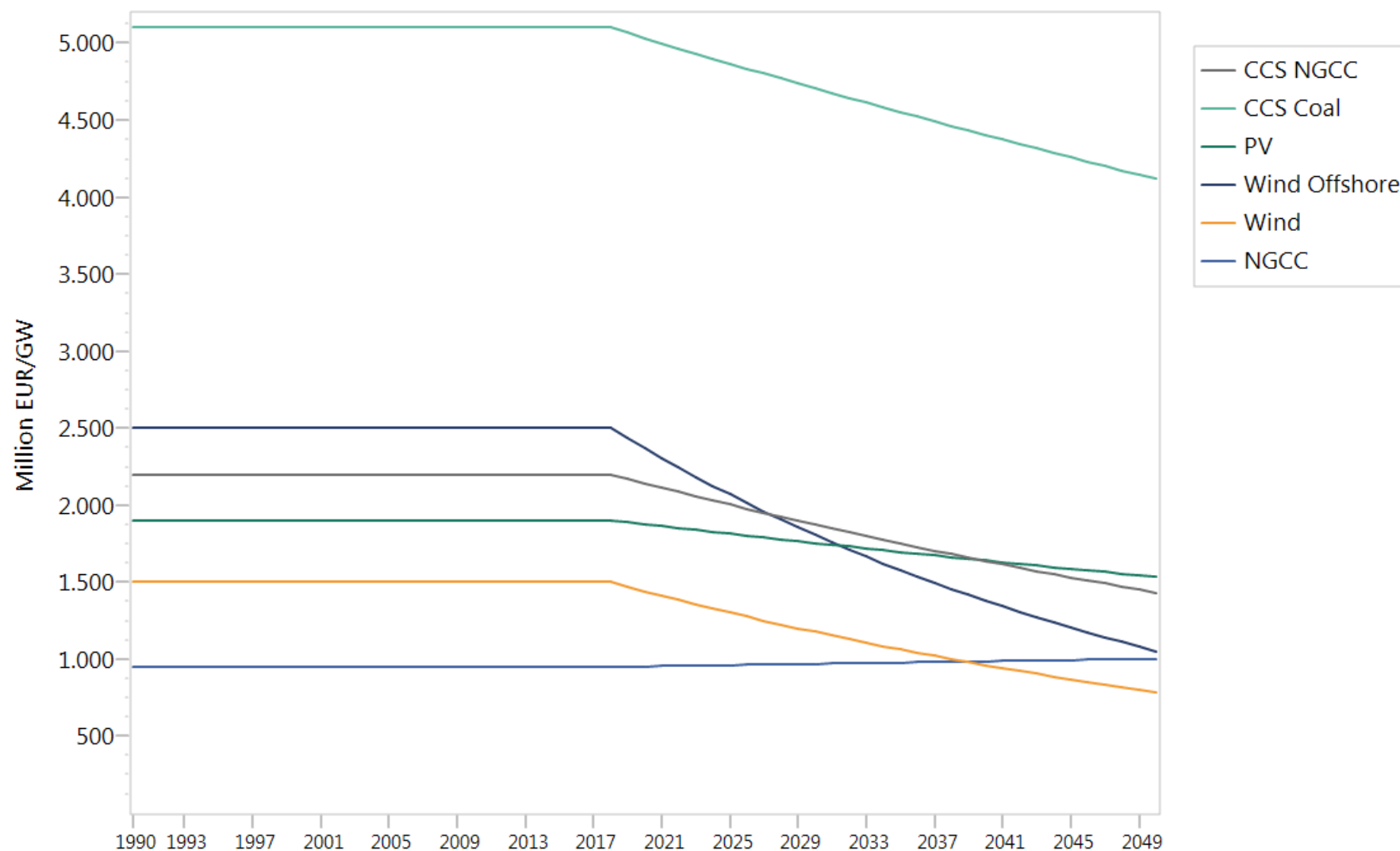
$$u_t = (P_t/P_s)^b u_s.$$

LEARNING CURVE

- For the purpose of empirical implementation, P_{it} is measured as total capacity of RES technology i in existence in OECD countries at the end of year t as retrieved from IEA-OECD. Indeed, for the technologies relevant to the present analysis, it seems likely that spillover effects have a global nature (Candelise et al., 2013; Junginger et al., 2005).
- Our analysis postulates the following technology-specific learning rates:
 - 15% for solar PV, and
 - 10% for onshore wind
- Clearly, it was not possible to derive actual learning curves for CCS and offshore wind, hence we model both technologies with the two learning rates defined above

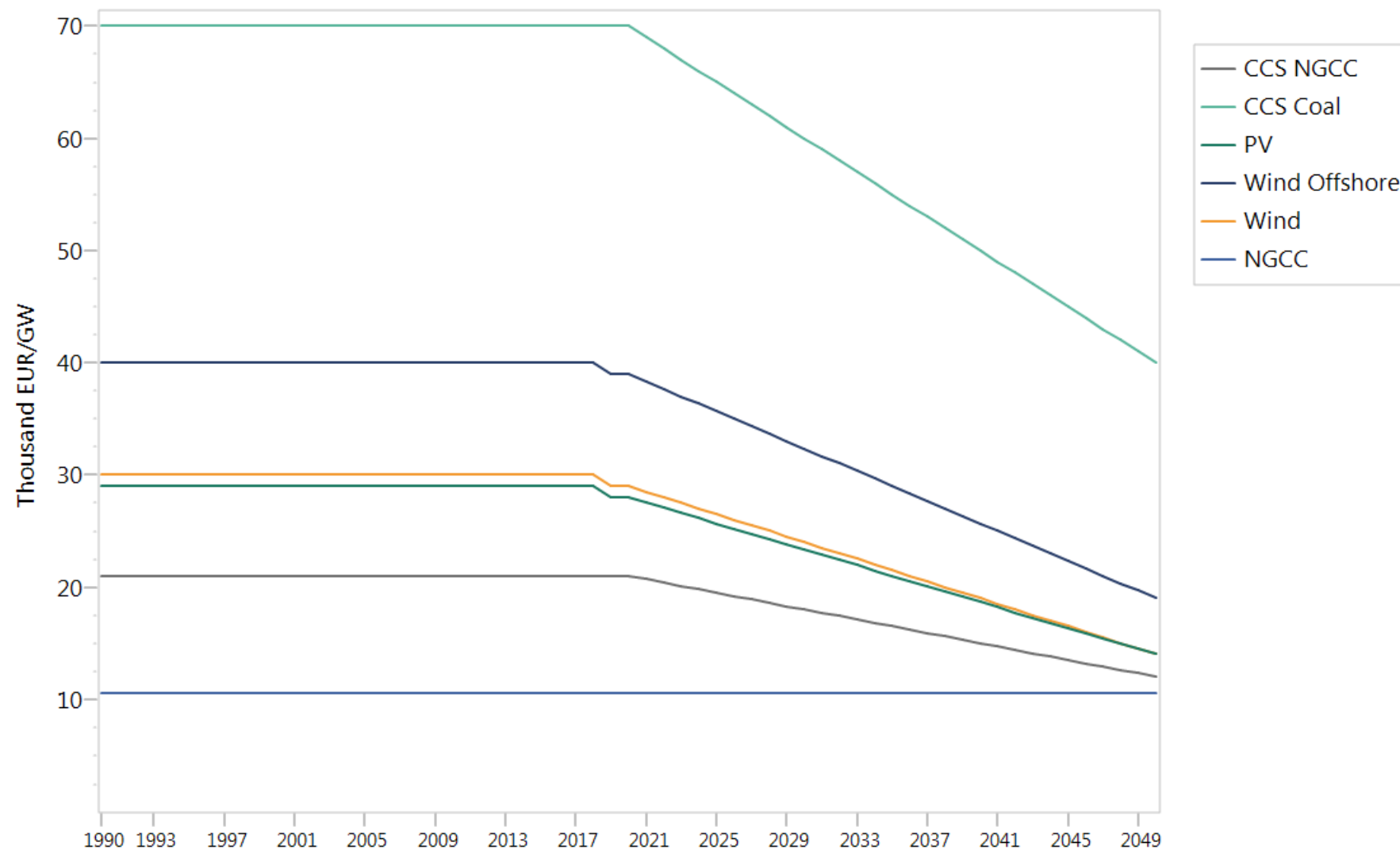
PROCESSES: CAPITAL COST (MILLION EUR/GW)

SCENARIO: BAU, REGION: REGION 1



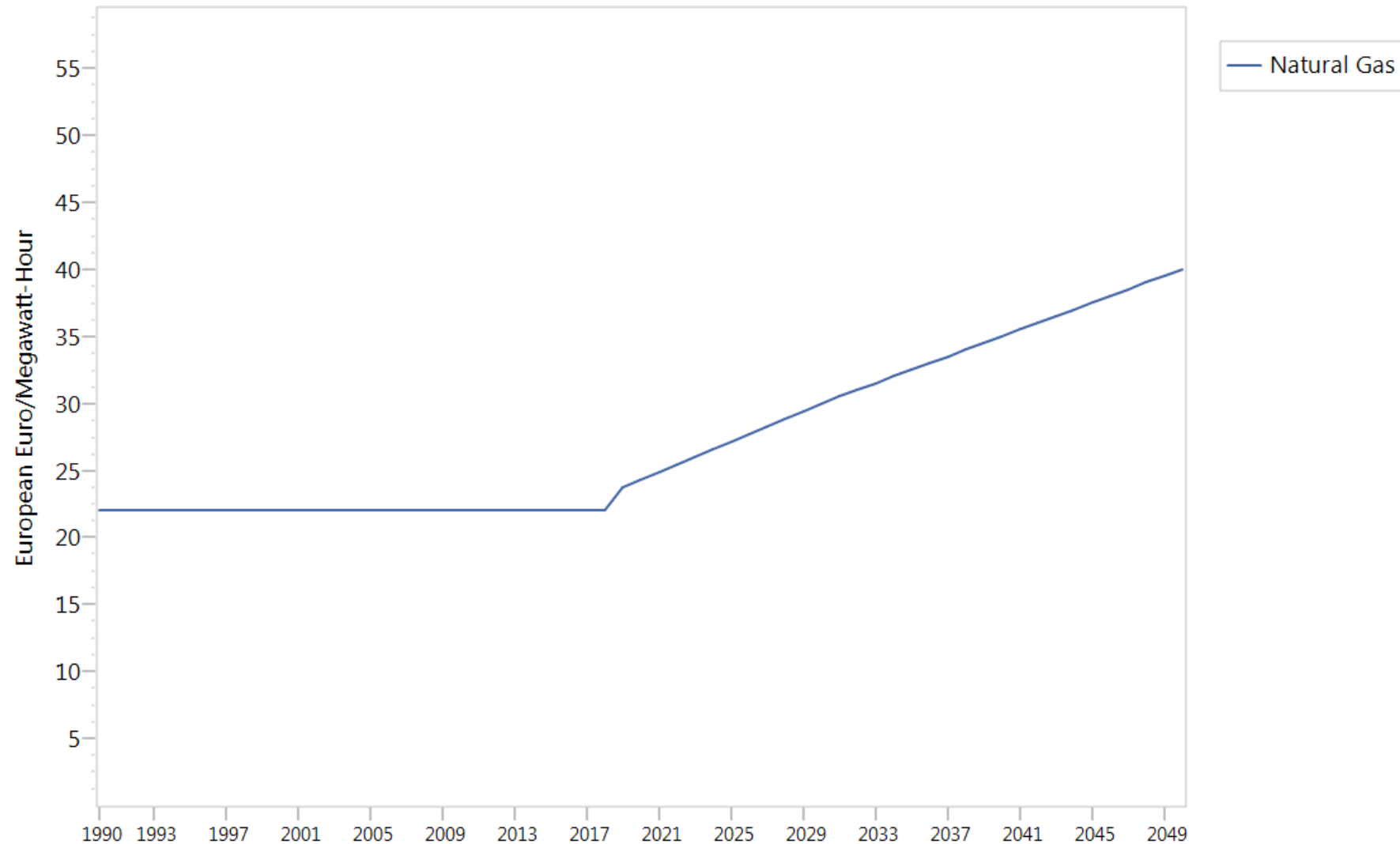
PROCESSES: FIXED OM COST (THOUSAND EUR/GW)

SCENARIO: BAU, REGION: REGION 1



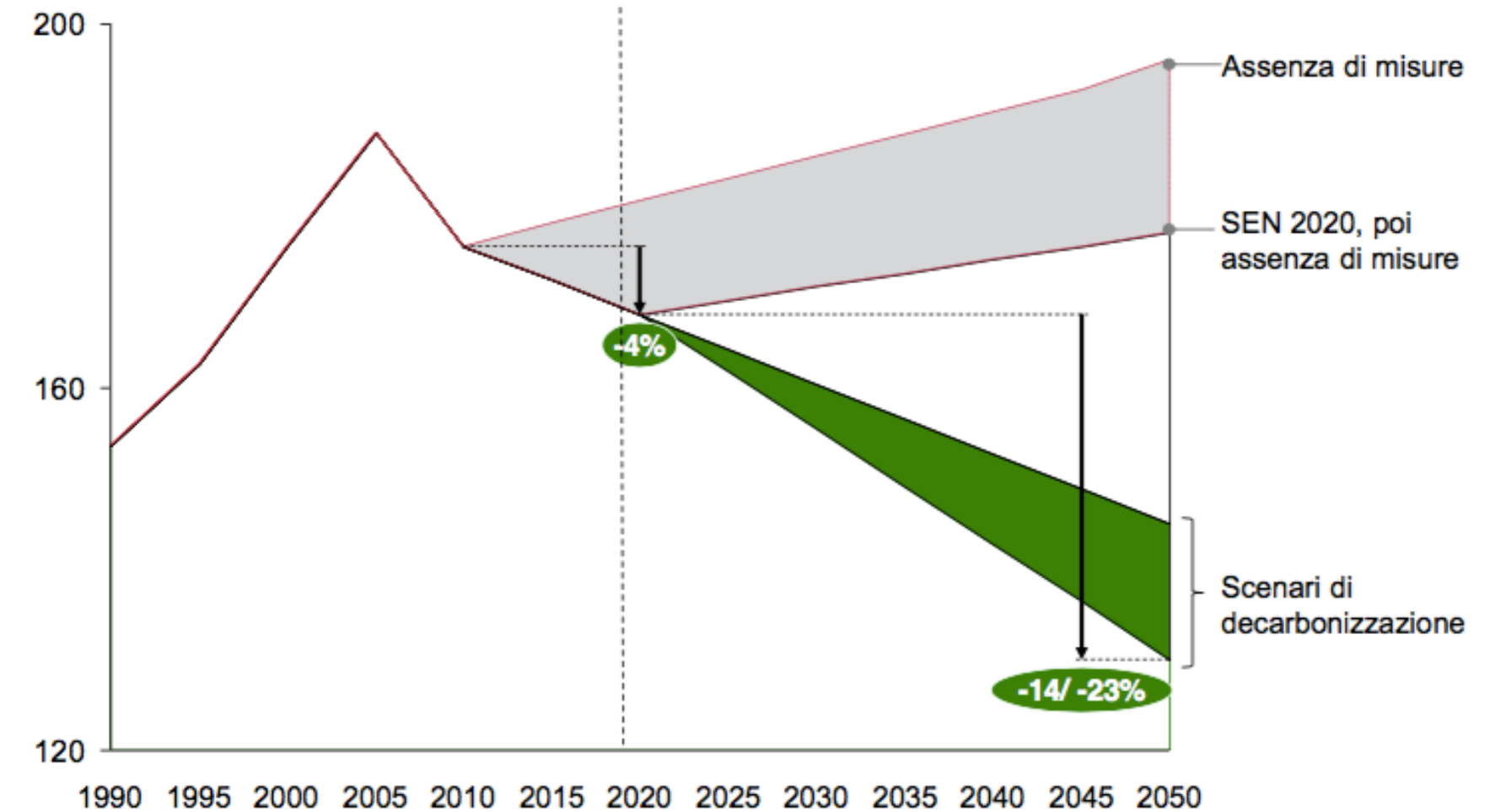
PRIMARY: INDIGENOUS COST (EUROPEAN EURO/MEGAWATT-HOUR)

SCENARIO: BAU, REGION: REGION 1



SEN 2013: LONG TERM FORECASTS 2050

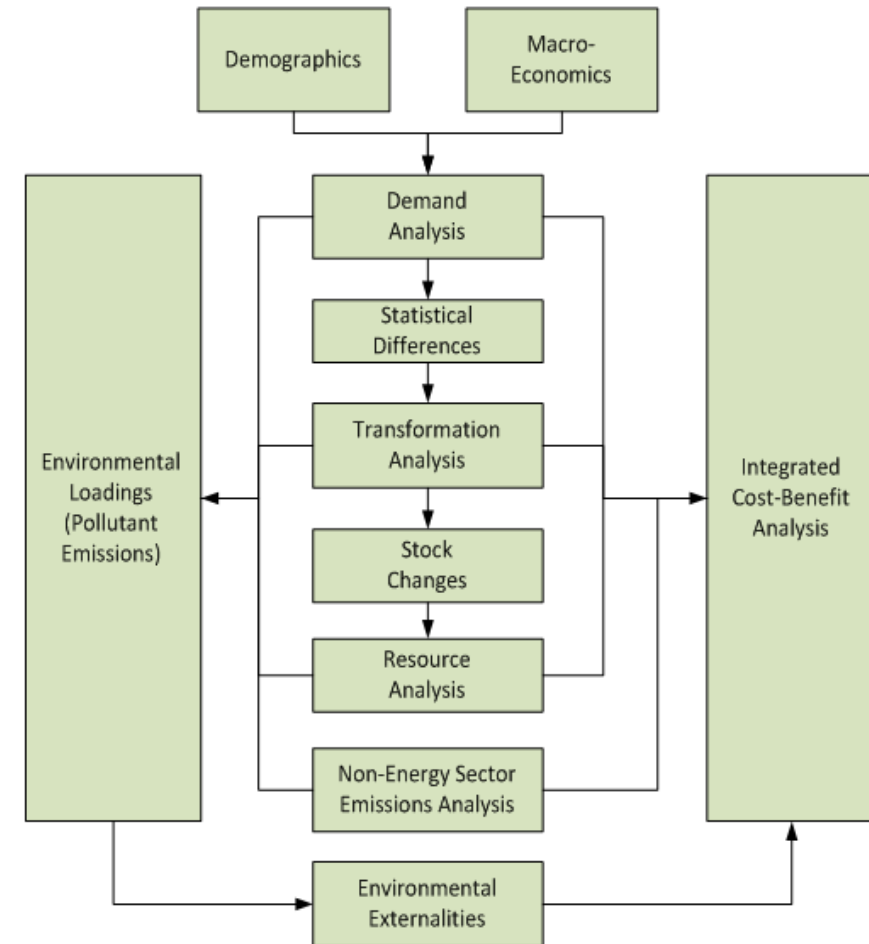
- Green scenario:
 - 65% of RES for total energy
 - 25% of CCS for electricity generation



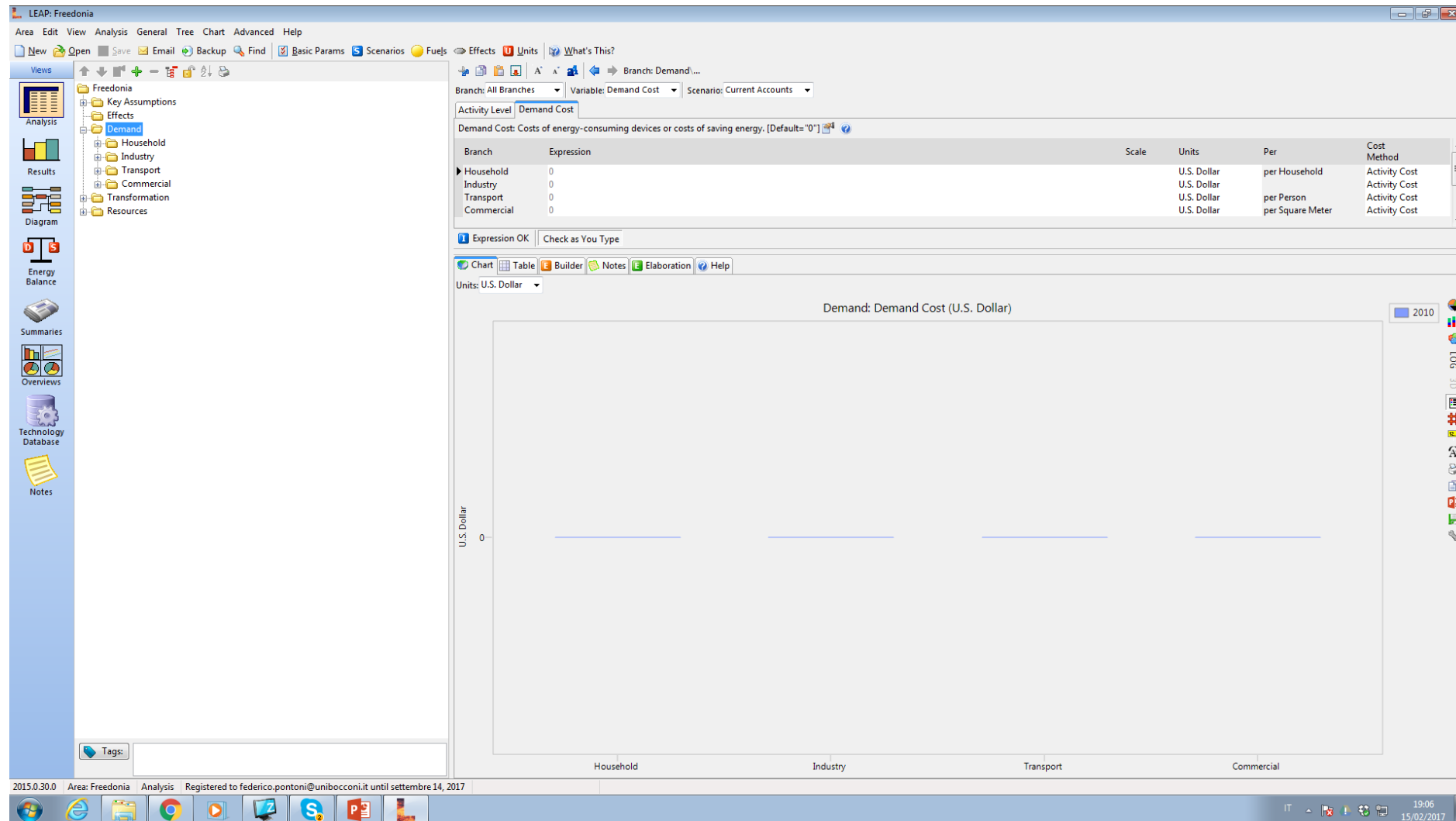
1 Inclusi usi non energetici
Fonte: MiSE; ENEA

MODEL AND ASSUMPTIONS

- LEAP is a *bottom-up* model with a detailed technological *breakdown*, which allows the modelization of final uses, transformation processes as well as extraction and production of primary sources
- LEAP has a specific module on electricity generation, which allows to model the optimal evolution of the generation mix and the optimal dispatch
- LEAP is a perfect tool for simulating policy options

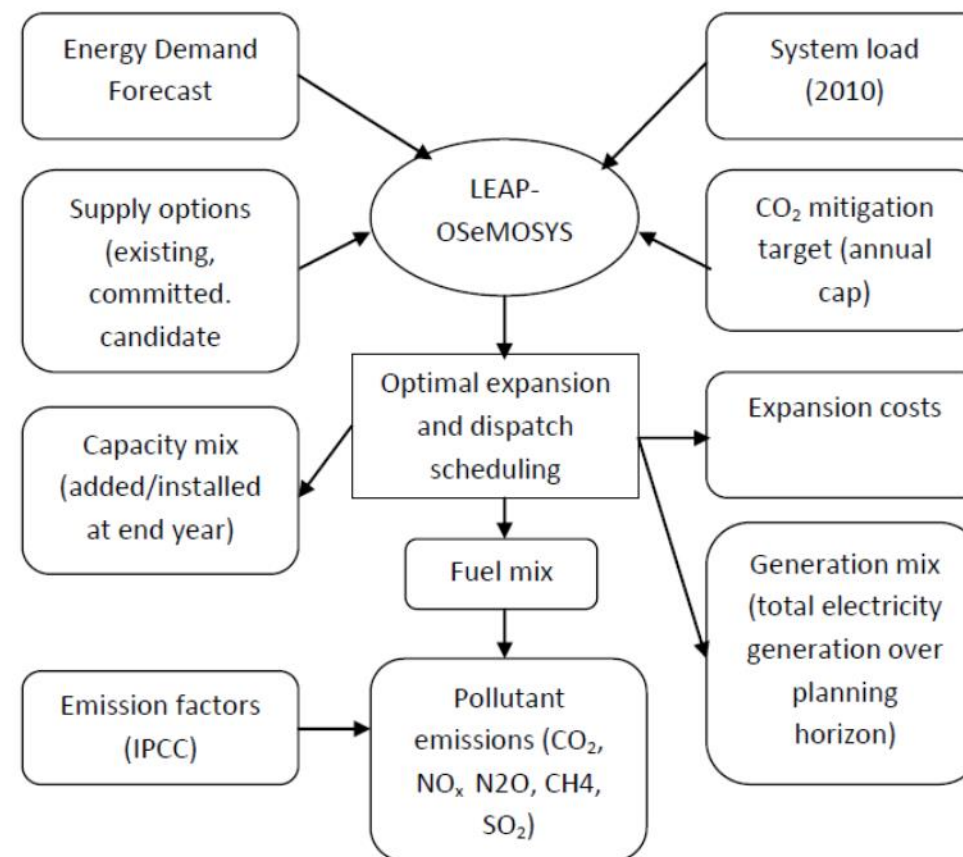


MODEL AND ASSUMPTIONS



OBIETTIVO DELL'ANALISI DI SCENARIO

- Il software utilizzato per elaborare gli scenari è LEAP-OSeMOSYS, un software che consente di definire un piano ottimale di generazione e di dispacciamento a diversi orizzonti temporali
- Il software simula il mercato, definendo delle curve di merito di produzione basate sui costi variabili
- Allo stesso tempo, il software tiene conto sia del load factor sia del capacity factor, andando pertanto a dispacciare le tecnologie anche in base alla loro affidabilità e programmabilità, rispetto a dei vincoli di rete e dei vincoli di perdite
- **In uno scenario che replica il mercato, le ipotesi alla base dei LCOE si riducono notevolmente: la convenienza di una tecnologia è determinata dalle necessità di mercato, non da semplici confronti di costi e ore di funzionamento**
- **In definitiva, le nostre simulazioni non determinano la convenienza di una tecnologia in base al LCOE, ma in base alla sua funzionalità rispetto al raggiungimento di equilibrio fra domanda e offerta rispettando i vincoli tecnici di dispacciamento**



4.1.3 FUNZIONAMENTO DEL SOFTWARE DI SIMULAZIONE

- Funzione obiettivo
$$f(x) = \min \sum_{y=1}^Y \{ Inv_{y,t} CA_{y,t} + Fix_{y,t} C_{y,t} + (\sum_{l=0.5}^L (Var_{y,t,l} E_{y,t,l}^{out}) + FC_{y,t} FU_{y,t,l} \} / (1 + DF)_{y=1}^Y \quad (1)$$
- Con:
- *Inv CA* che indica il costo d'investimento dei vari impianti che possono essere installati
- *Fix* che indica i loro costi operativi fissi
- *Var* che indica i loro costi operativi variabili
- *FC* che indica il costo dei combustibili
- *FU* l'efficienza di conversione
- *DF* il fattore di sconto

4.1.4 FUNZIONAMENTO DEL SOFTWARE DI SIMULAZIONE

- Vincoli:

- Domanda
$$\sum_y^Y (CI_{t,l}^{Eout} + CA_{t,l}^{Eout}) \geq \sum_y^Y (Dem_l + TDL_l)$$

la produzione da unità esistenti CI e candidate CA deve essere maggiore o uguale alla domanda di energia + le perdite (TDL)
- Disponibilità degli impianti

$$E_{y,t,l}^{out} \leq C_t MAF_t$$

$$E_{y,t,l}^{out} = C_t MAF_t CCRF_t$$

ogni impianto non può produrre più del suo fattore di disponibilità MAF e le RES hanno un loro indicatore di intermittenza $CCRF$

- Affidabilità del sistema

Rappresentato dalla somma del picco + il $C_t \leq PLOAD_{y,l}^Y + RM_y^Y$

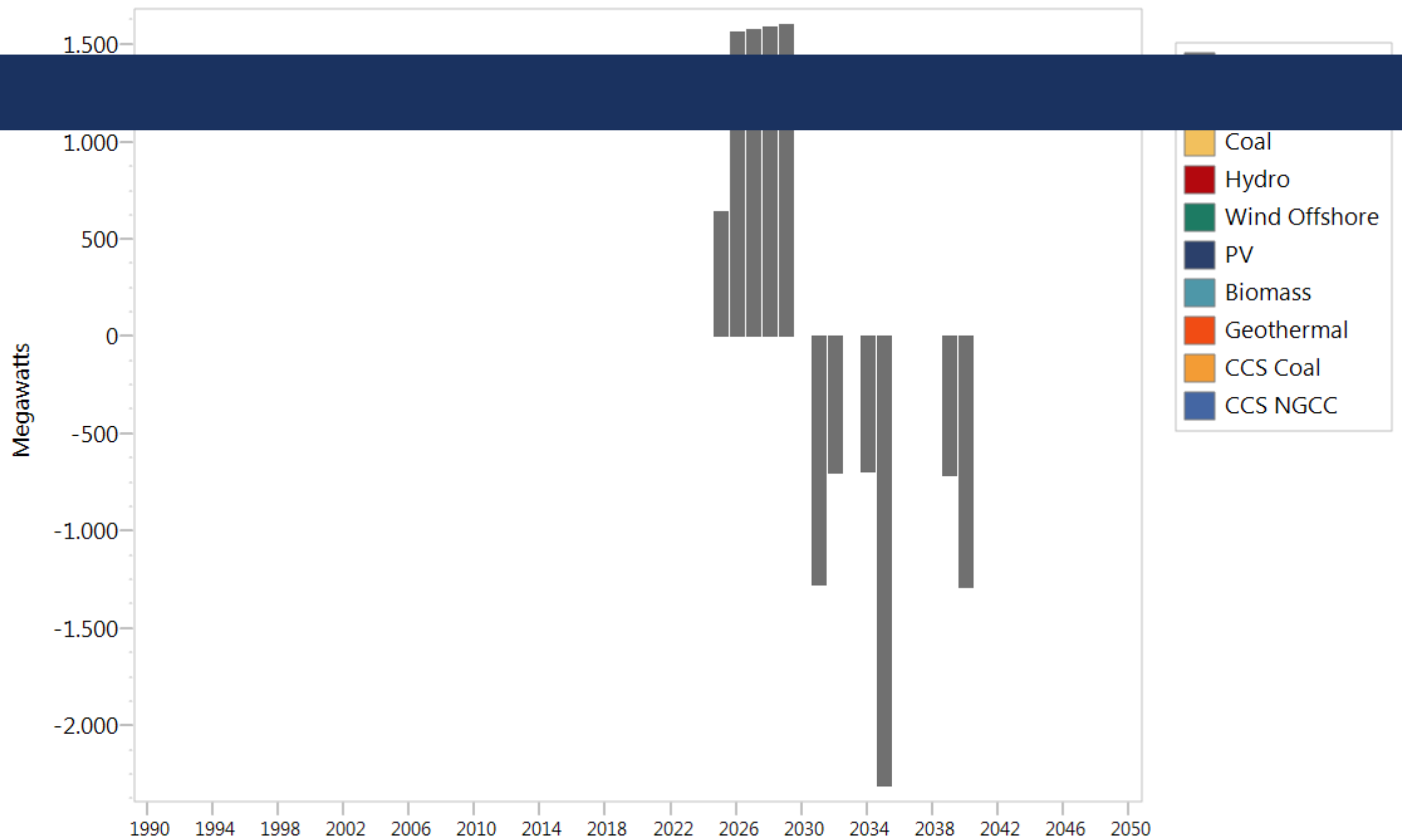
- Potenziale massimo delle tecnologie

Per ogni tecnologia è definito un potenziale $CI_{y,t} \leq \max C_{y,t}$ (l'idro è in funzione dei cambiamenti climatici)

- Limite nelle emissioni

Le emissioni non possono superare un livello $\sum_y^Y E_{t,l}^{in} * emf_t \leq CO_2 Up$ (scenari)

- Nei nostri scenari, abbiamo anche aggiunto un $\sum_y^Y E_{t,l}^{in} * emf_t \leq CO_2 Up$ a rinnovabili

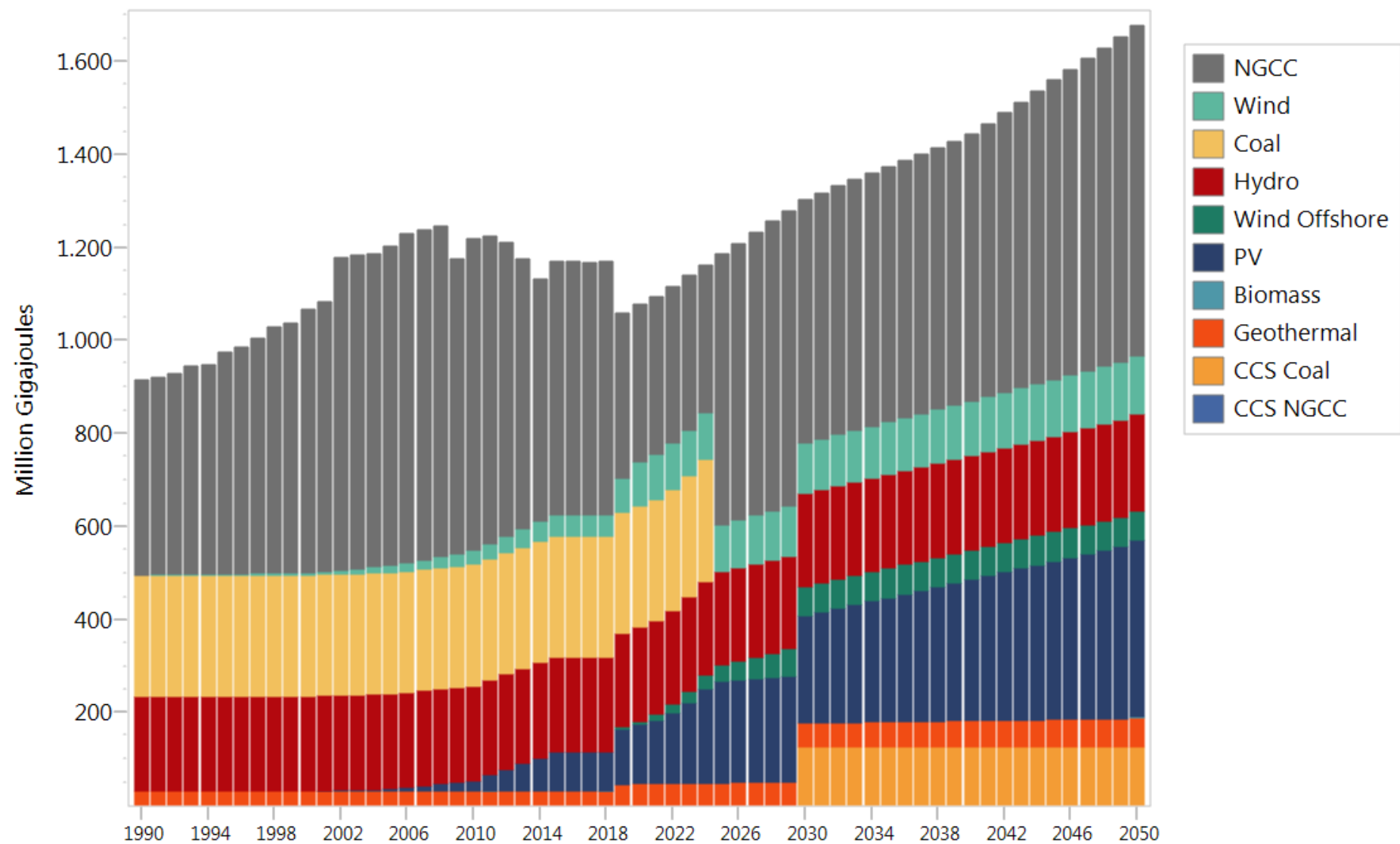


Million Gigajoules

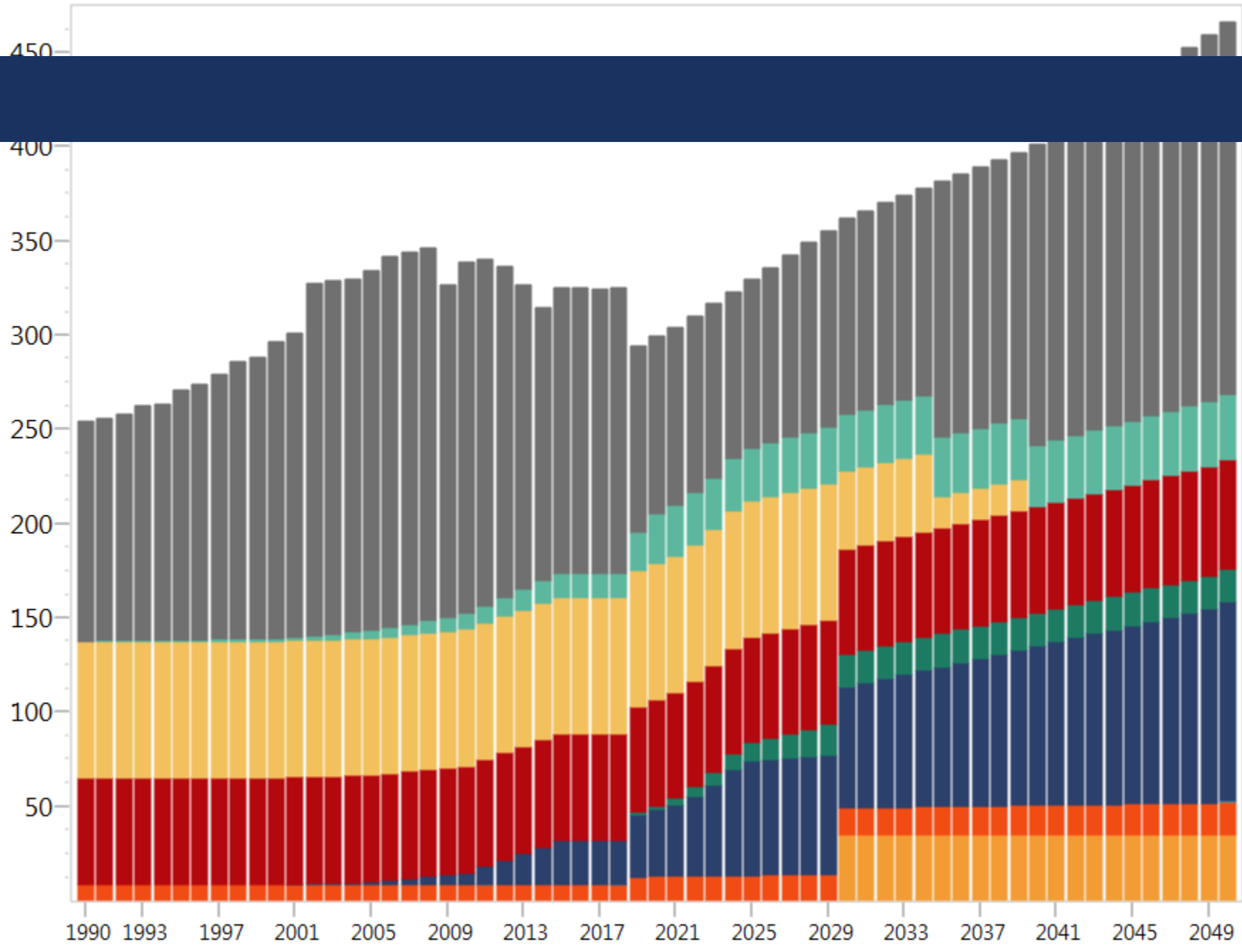
250
150
100
50
0
-50
-100
-150
-200
-250

1990 1993 1997 2001 2005 2009 2013 2017 2021 2025 2029 2033 2037 2041 2045 2049



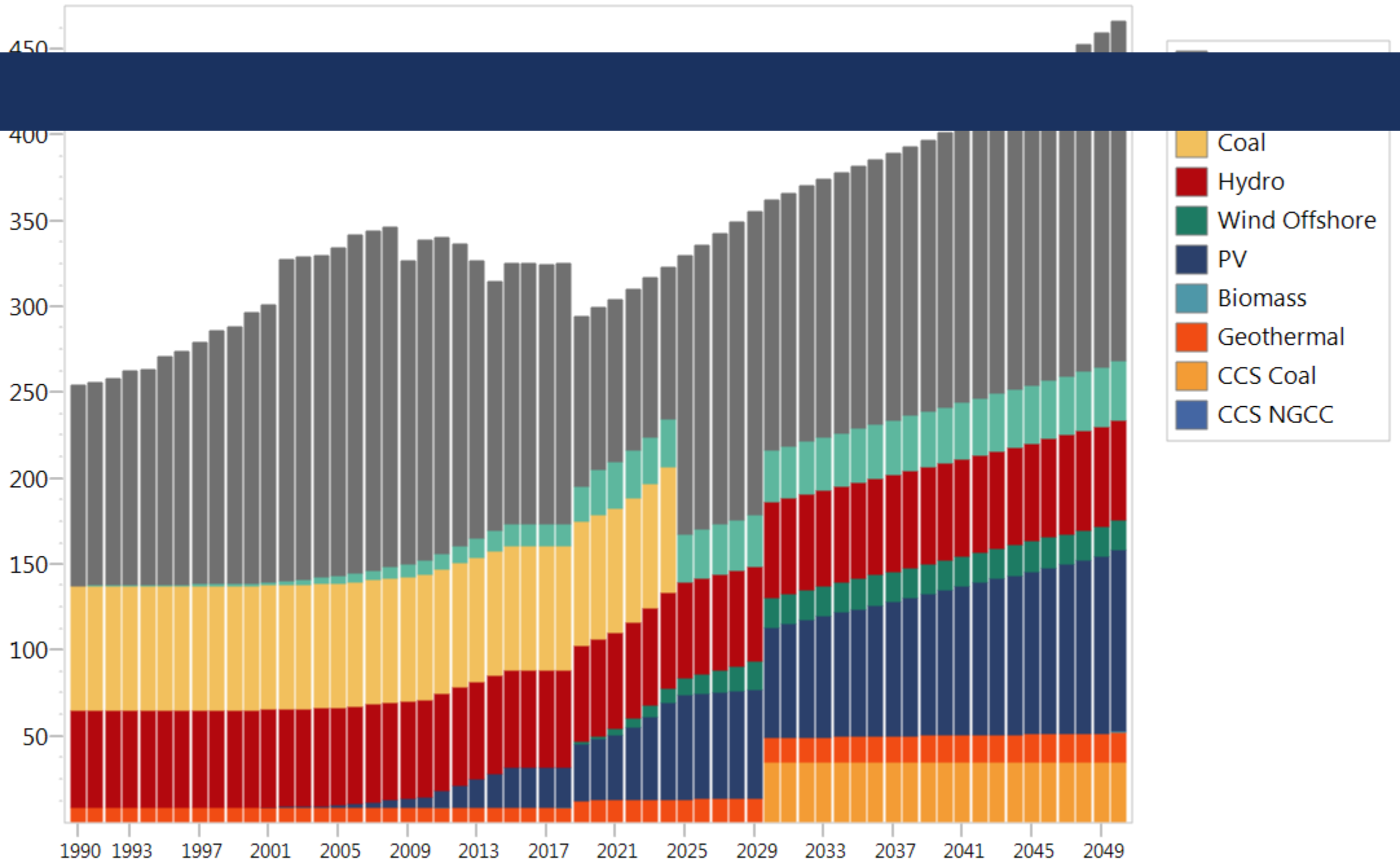


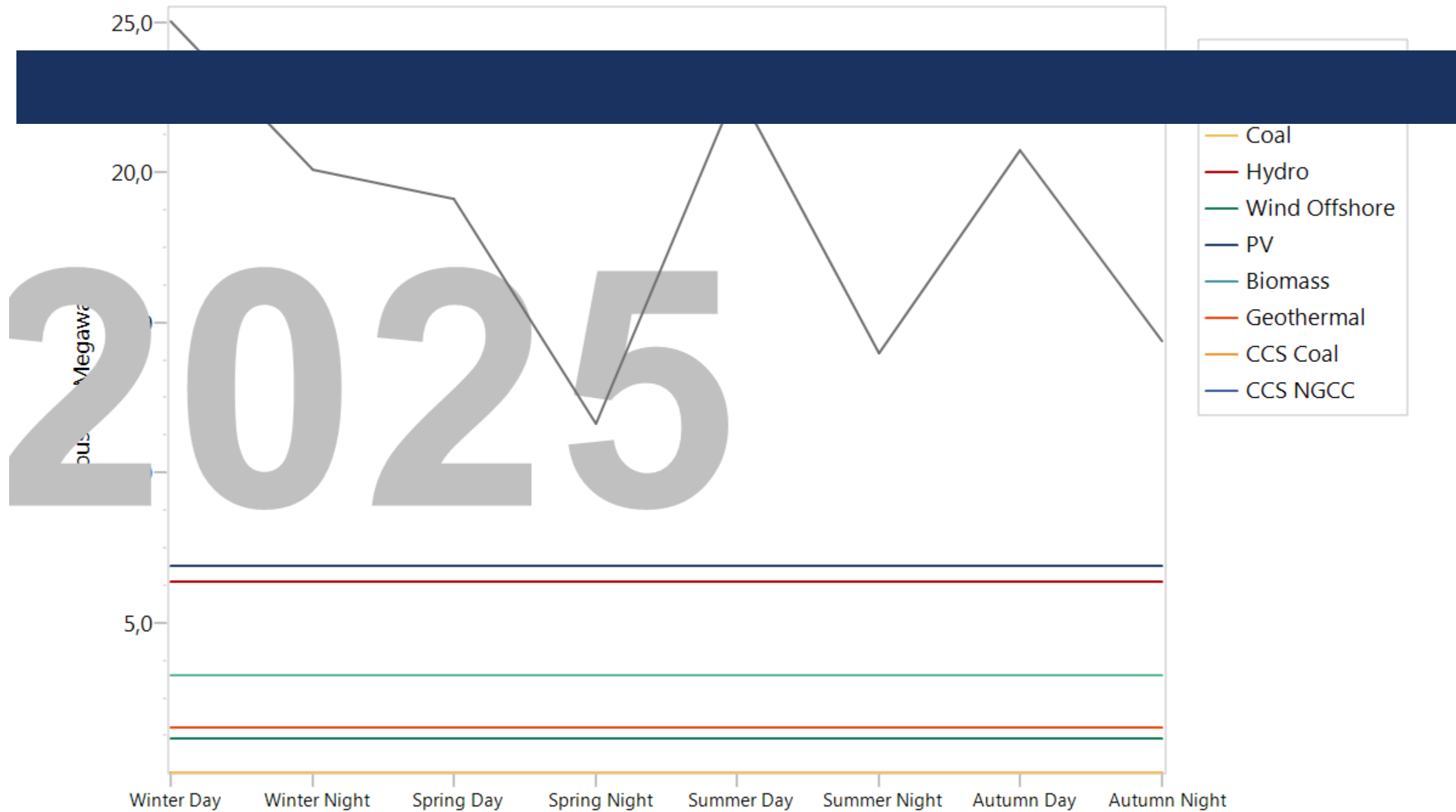
Terawatt-hours

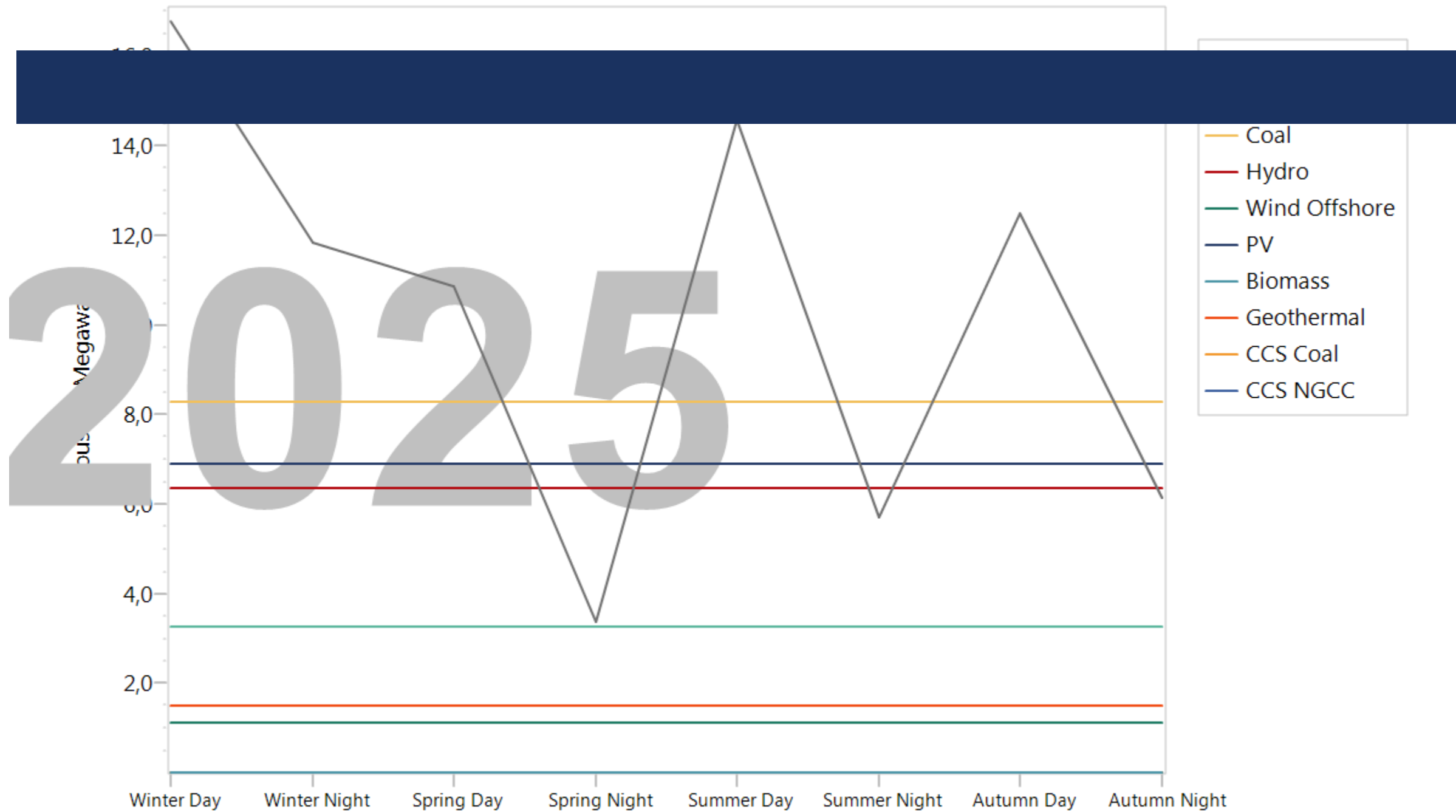


- Coal
- Hydro
- Wind Offshore
- PV
- Biomass
- Geothermal
- CCS Coal
- CCS NGCC

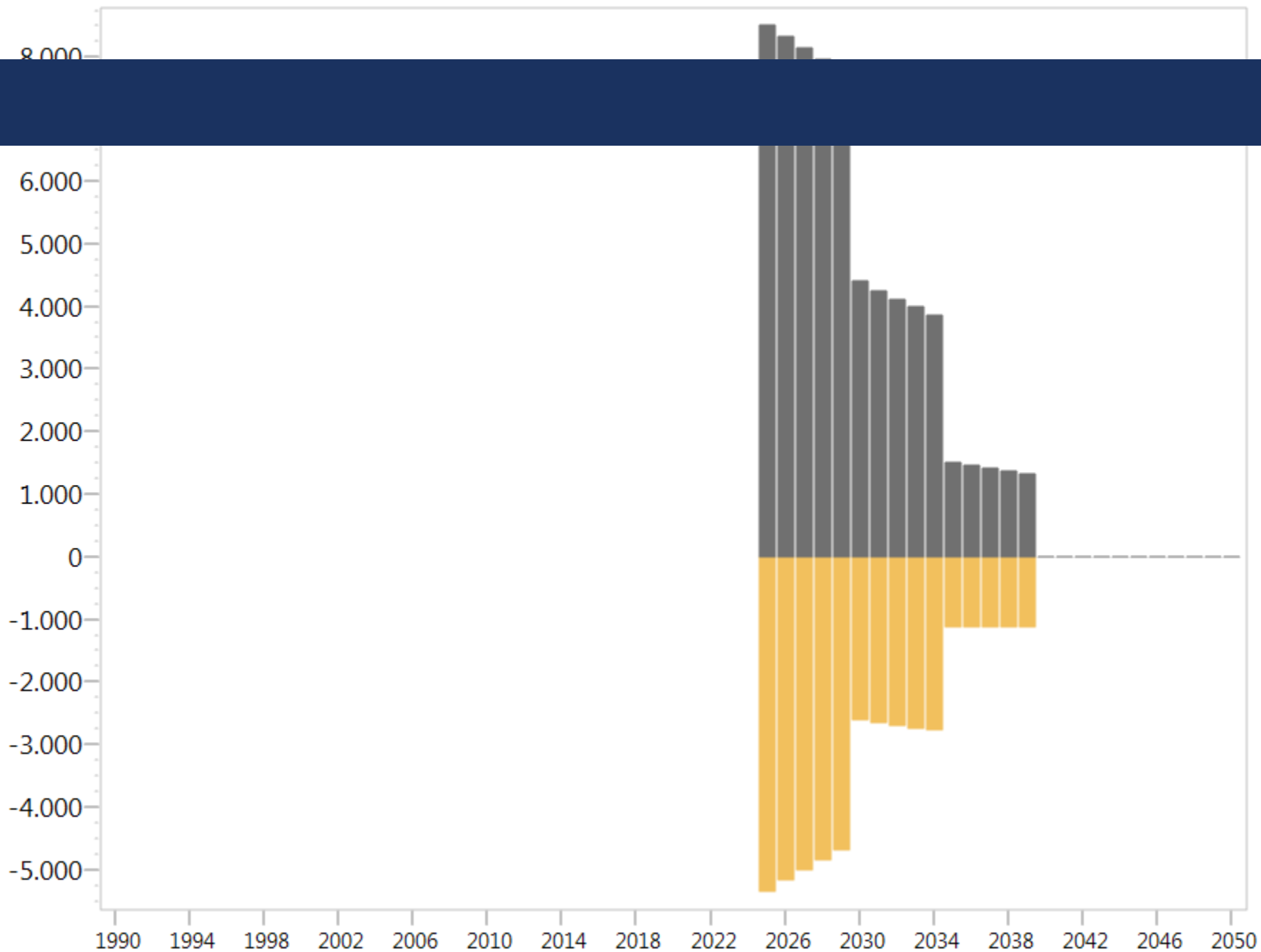
Terawatt-hours







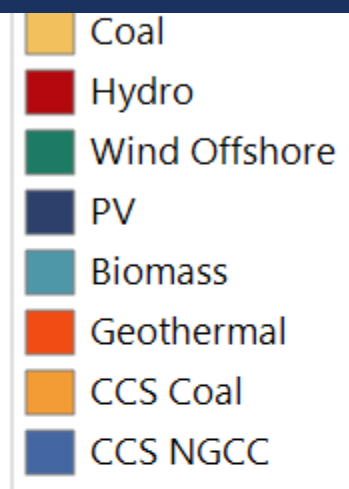
Million U.S. Dollars



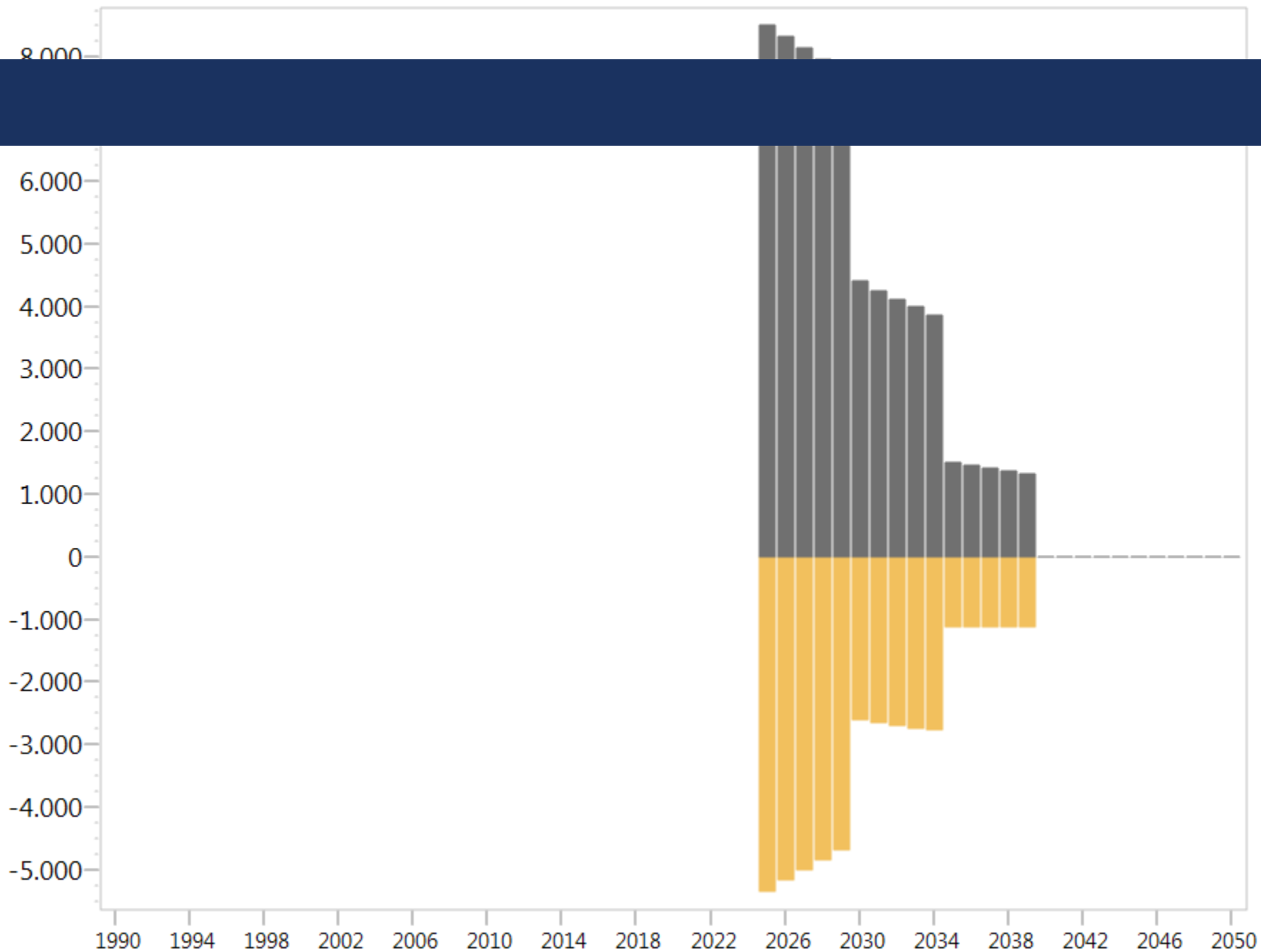
Million European Euros

800
600
400
200
0
-200
-400
-600
-800

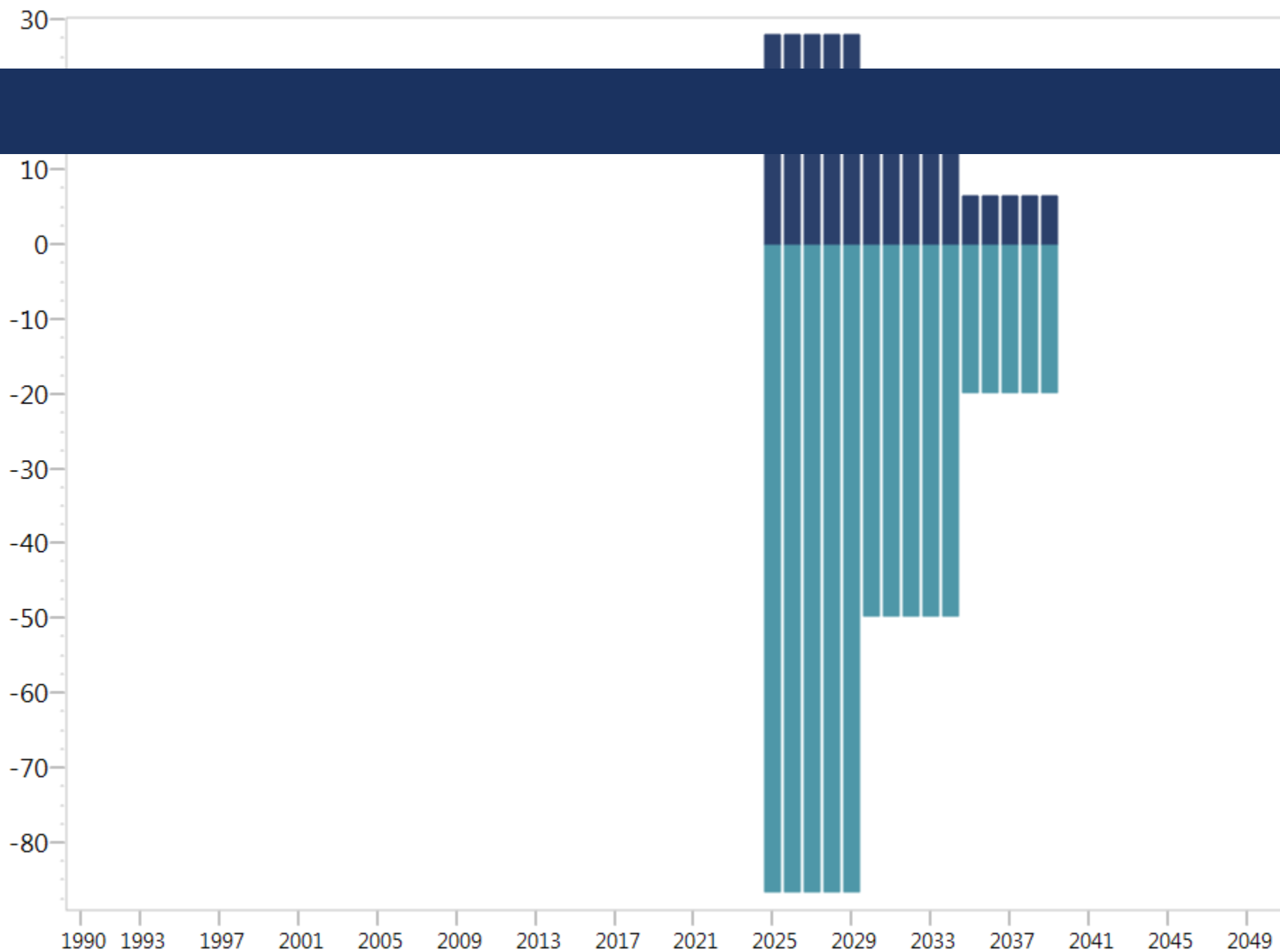
1990 1993 1997 2001 2005 2009 2013 2017 2021 2025 2029 2033 2037 2041 2045 2049



Million European Euros



Million Metric Tonnes CO2 Equivalent

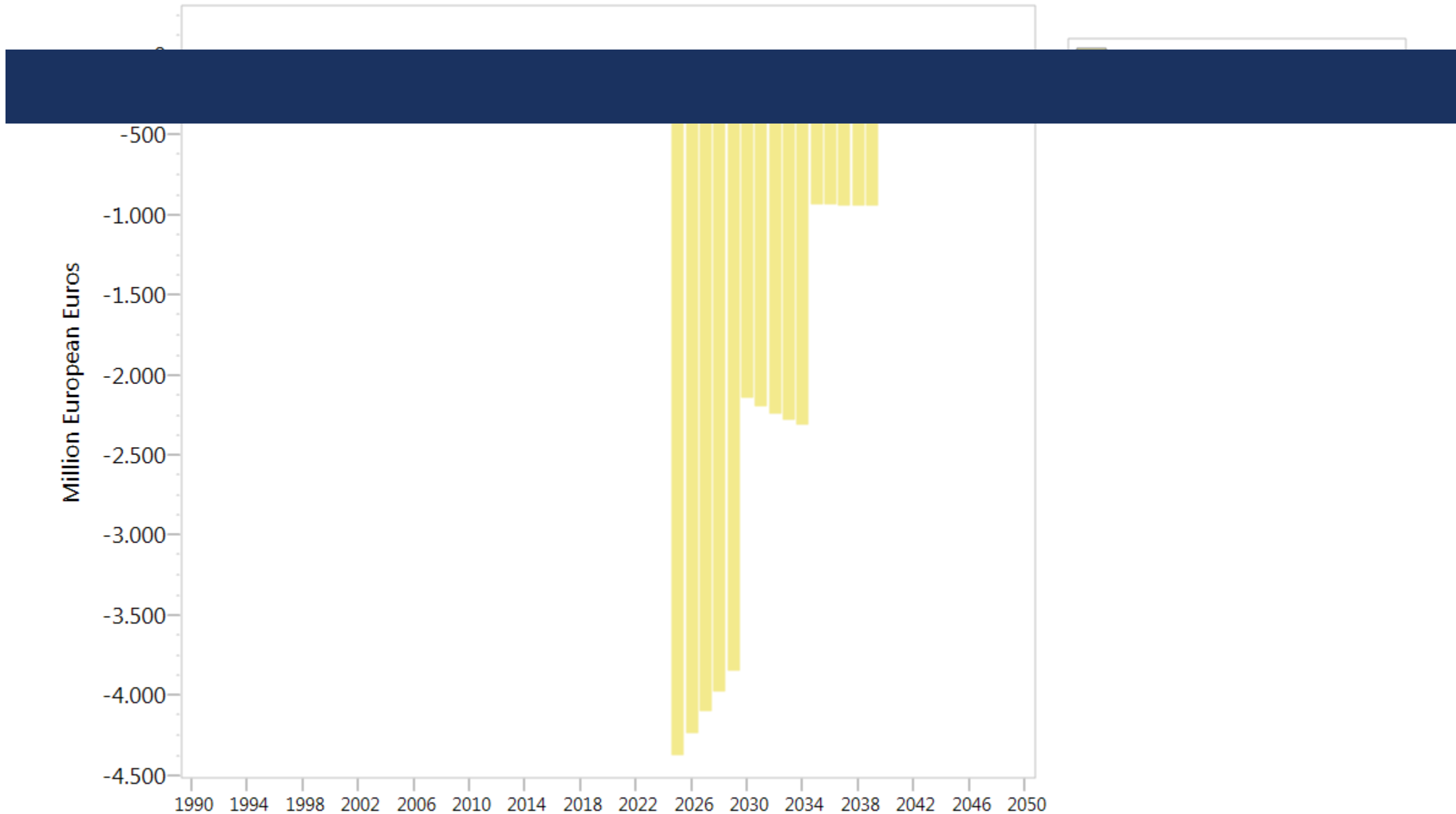


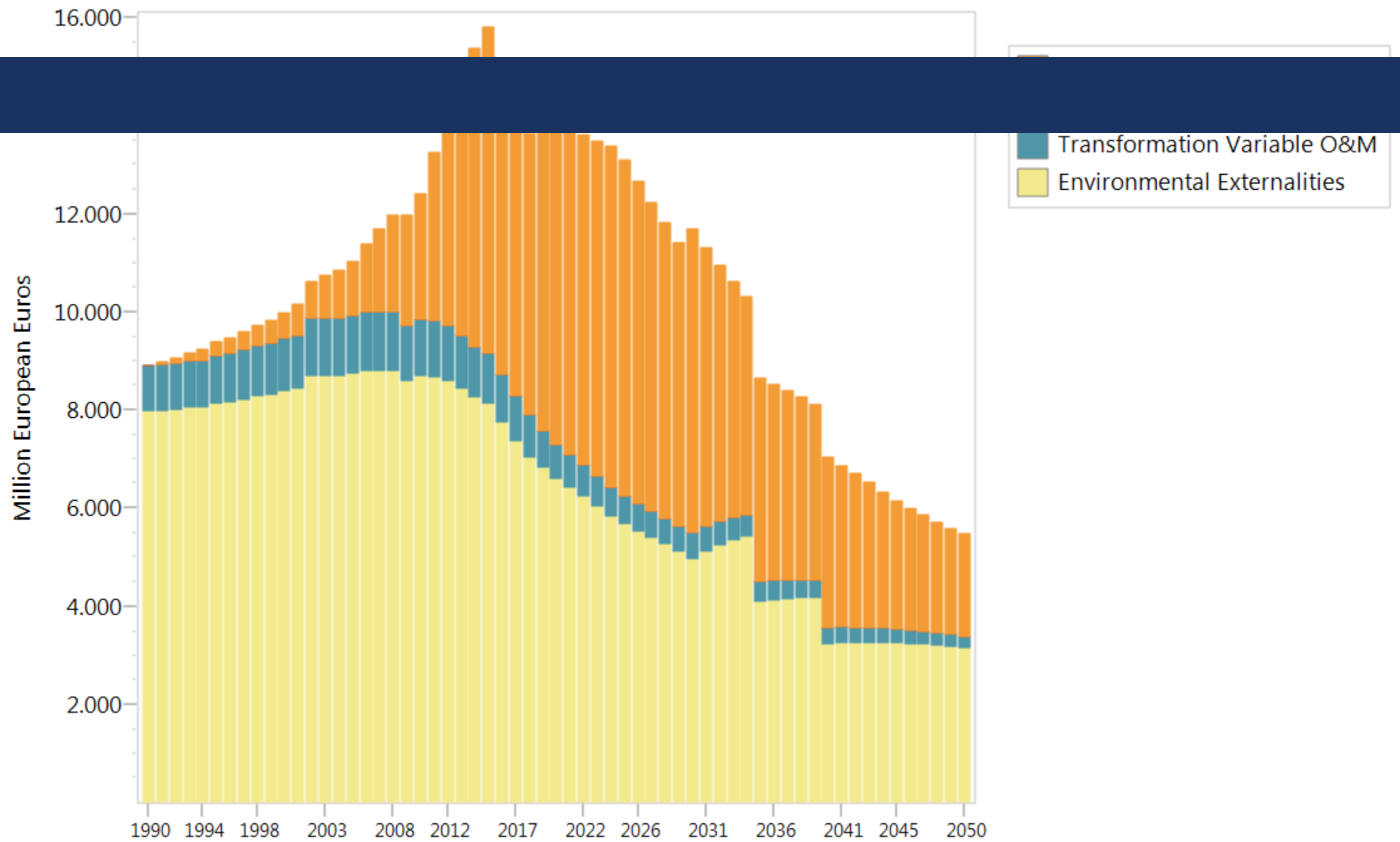
- Biomass
- CCS Coal
- CCS NGCC

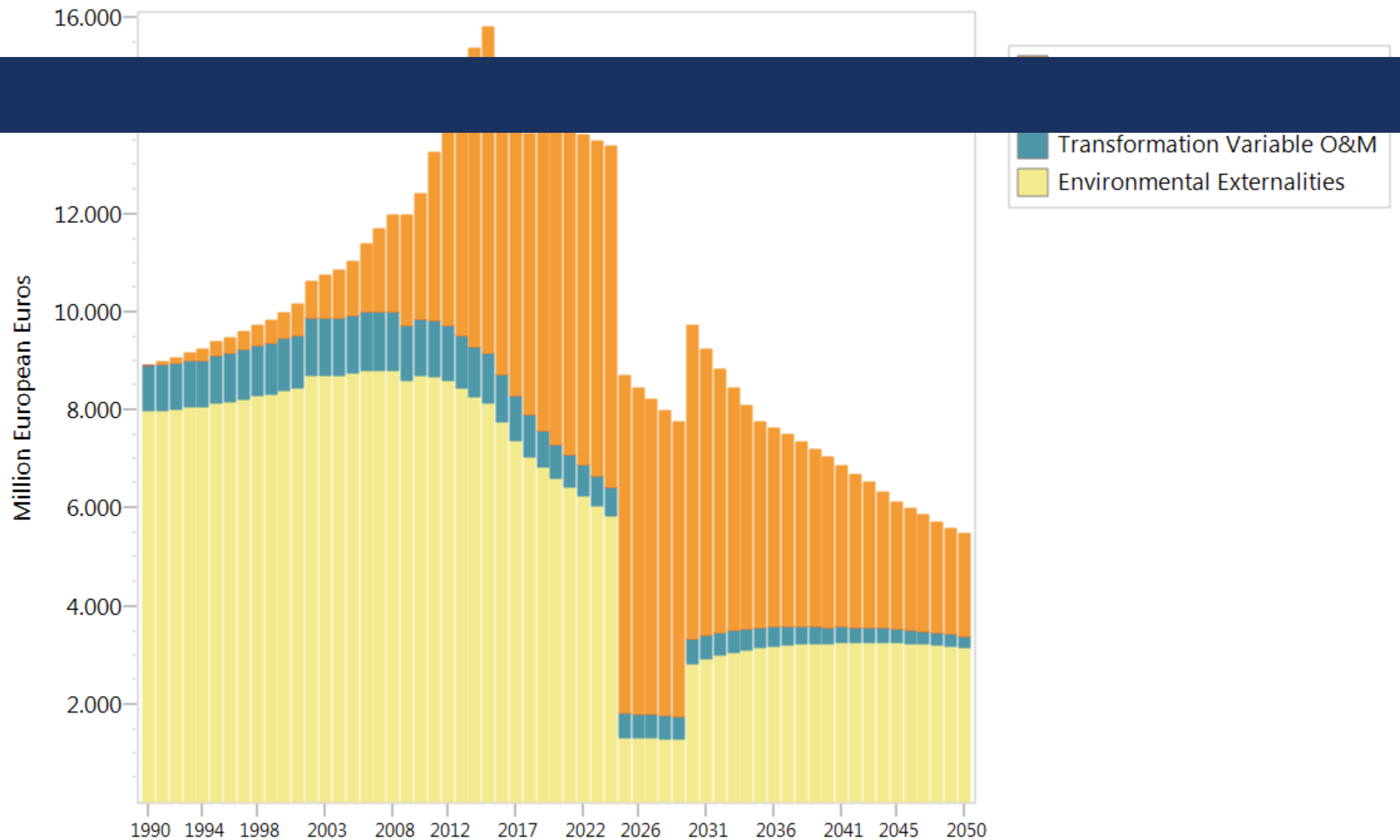
Million European Euros

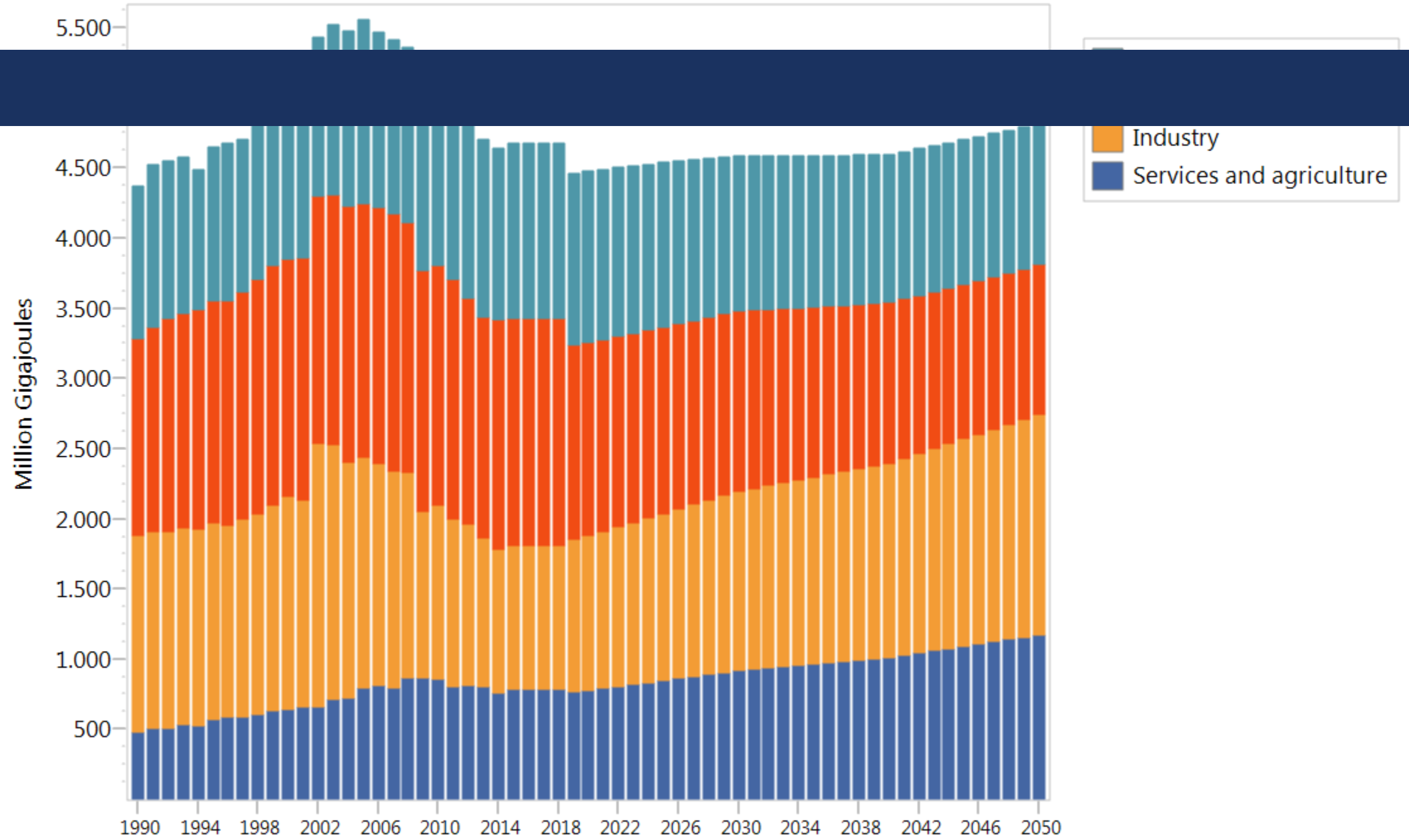
-500
-1.000
-1.500
-2.000
-2.500
-3.000
-3.500
-4.000
-4.500

1990 1994 1998 2002 2006 2010 2014 2018 2022 2026 2030 2034 2038 2042 2046 2050





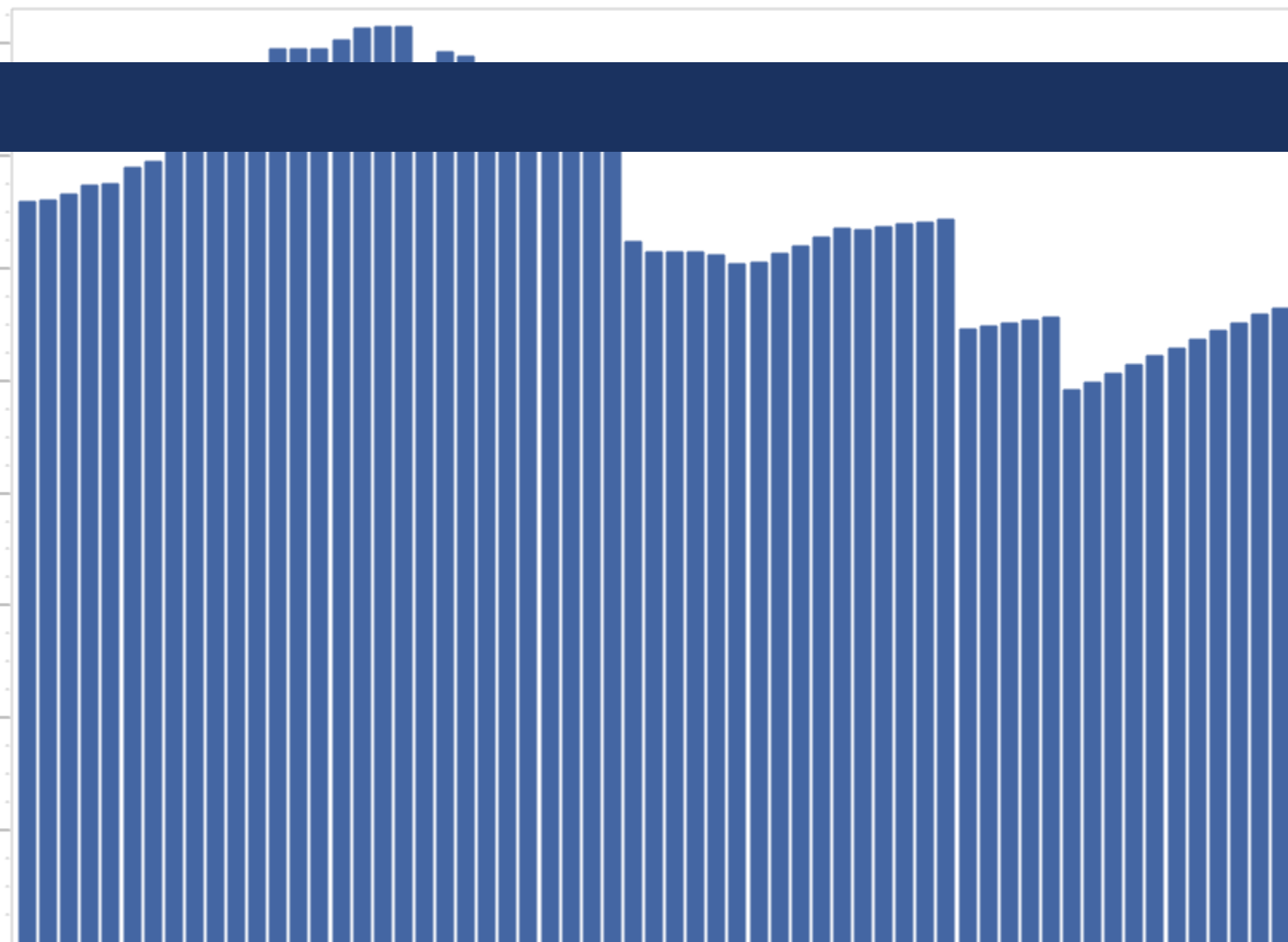


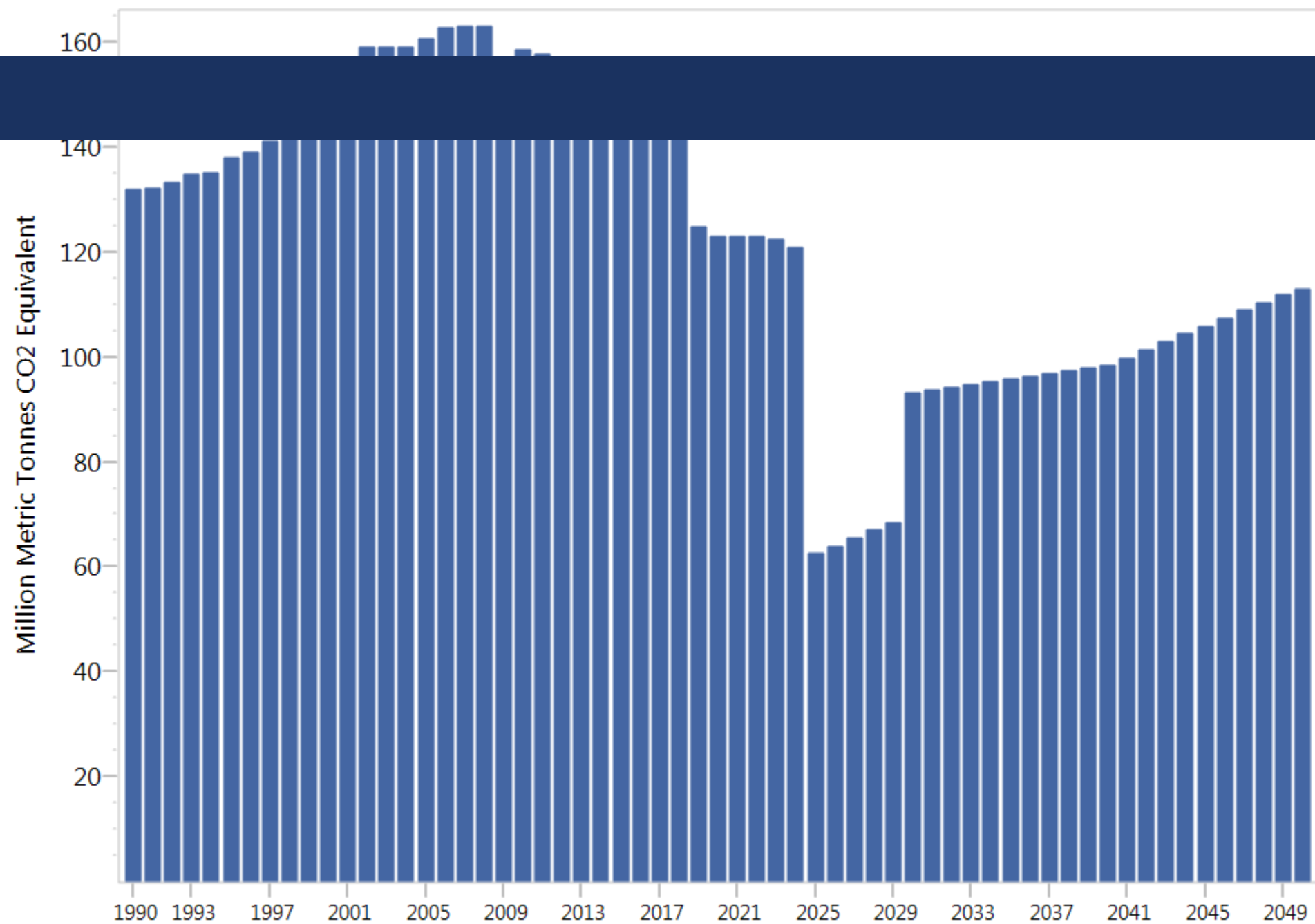


Million Metric Tonnes CO2 Equivalent

160
140
120
100
80
60
40
20

1990 1993 1997 2001 2005 2009 2013 2017 2021 2025 2029 2033 2037 2041 2045 2049

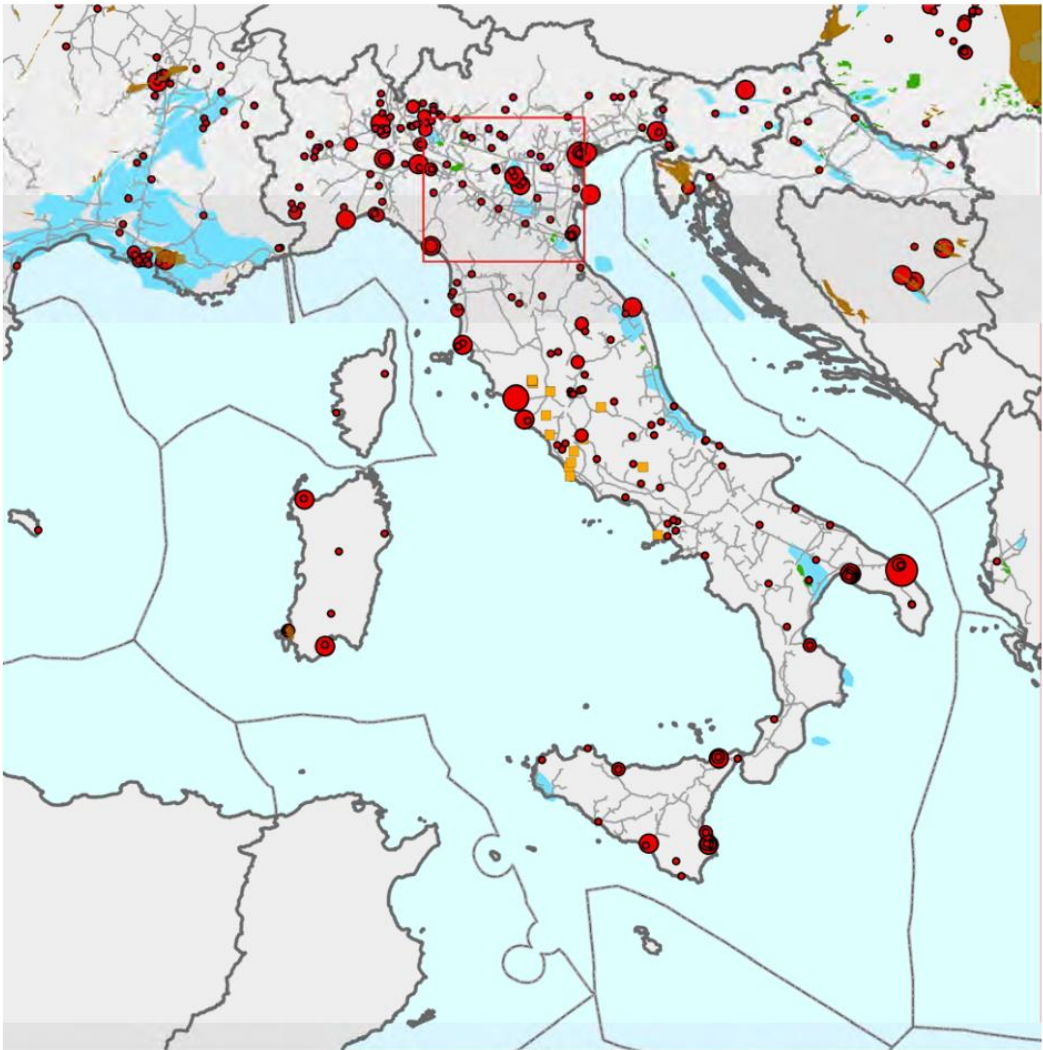




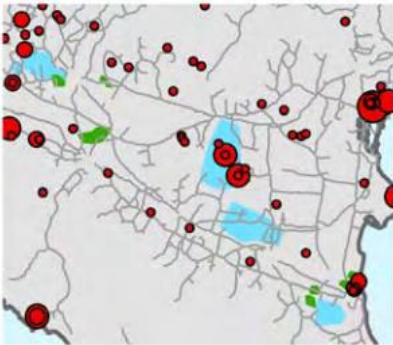
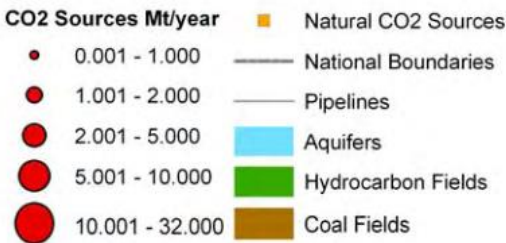


POTENZIALE DI STOCCAGGIO

EMISSION SITES AND SINK SITES

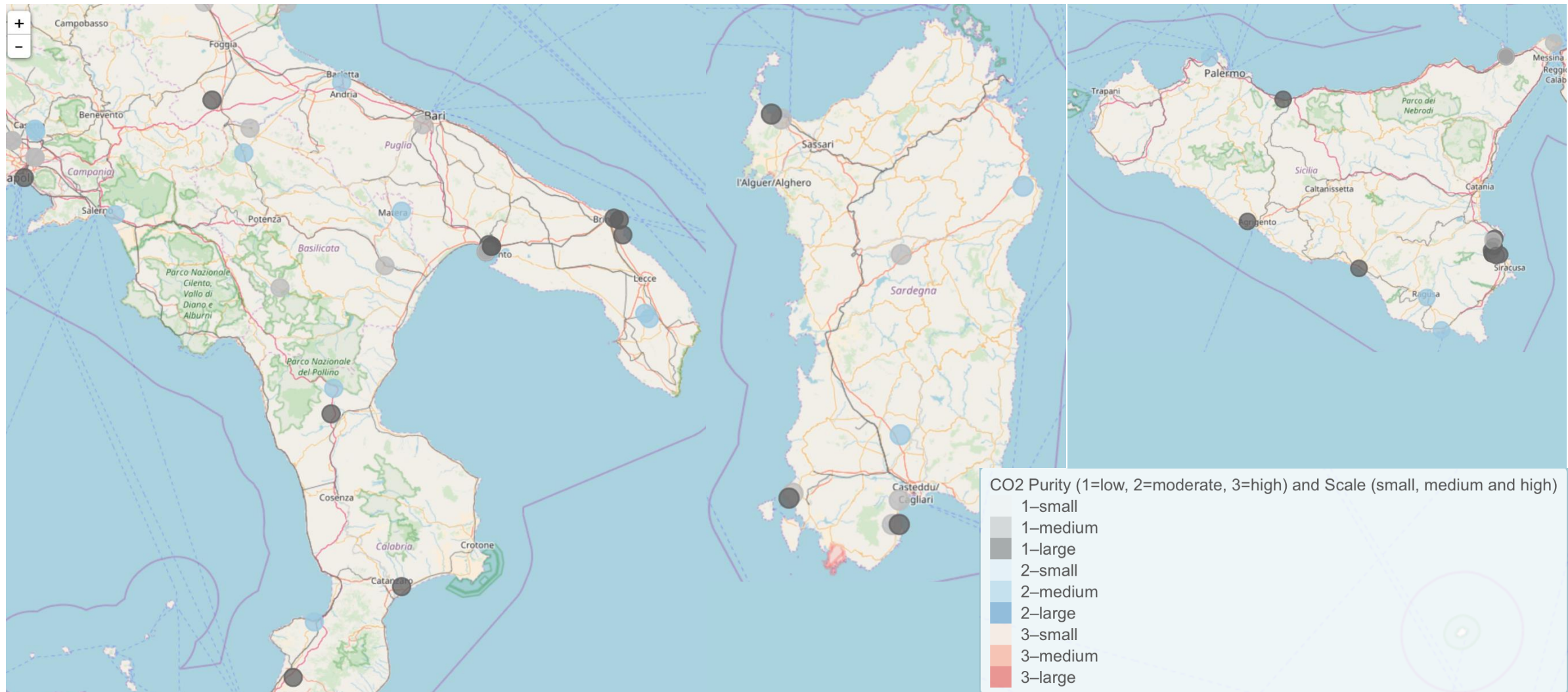


GeoCapacity maps of Sources & Sinks



CO2 storage capacity	Pyramid class	Conservative estimate (Mt)	Estimate in database (Mt)
Storage capacity in aquifers	Effective	4669 (Seff : 2%)	9339 (Seff : 4%)
Storage capacity in hydrocarbon fields	theoretical	1810	3427
Storage capacity in coal fields	N/A	71	265
Total storage capacity estimate		6550	13031

EMISSION SITES (QUALITY AND LOCATION)

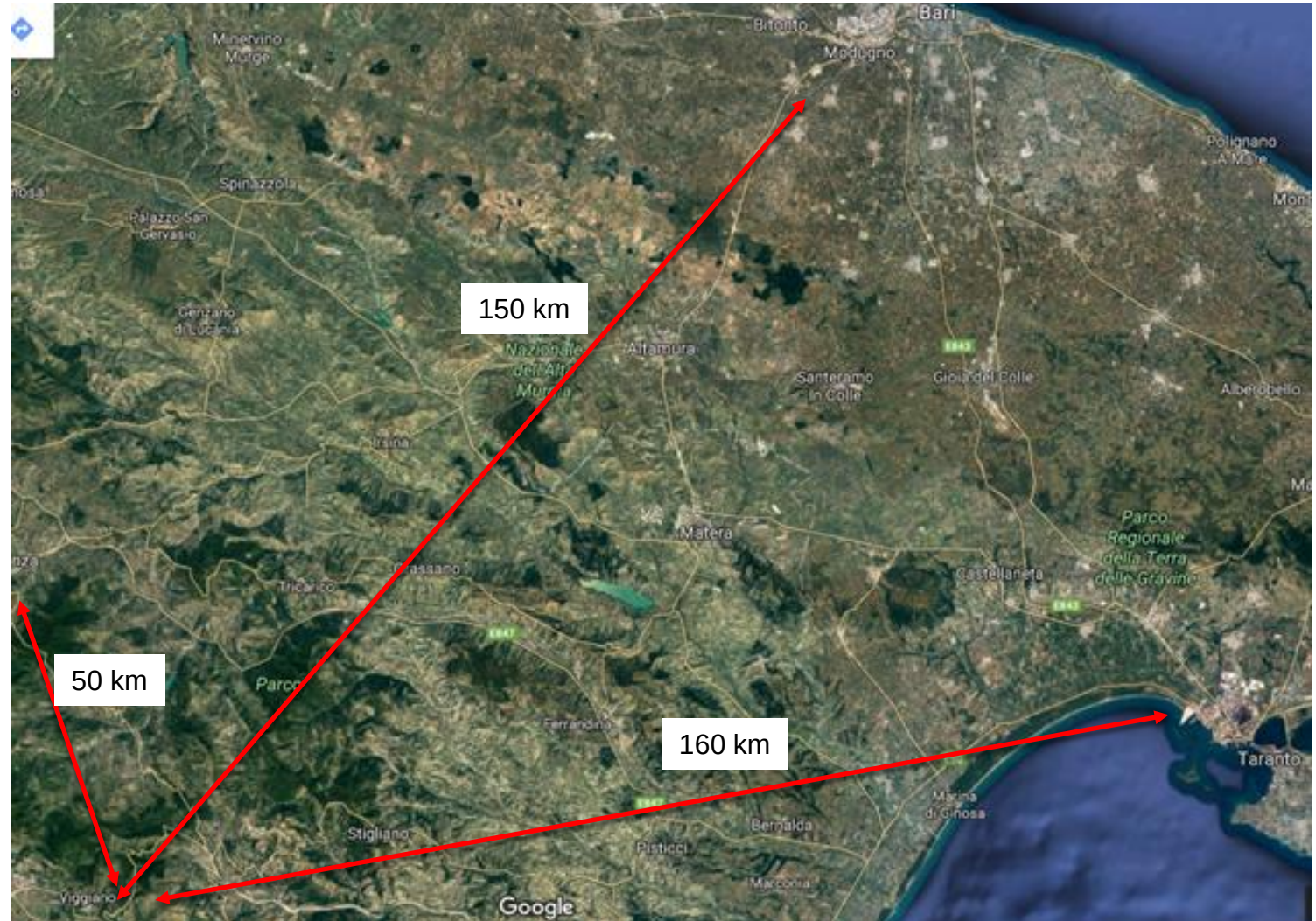


5.4.4 RECUPERO DI PETROLIO – DISTANZA DA VIGGIANO DEGLI EMETTITORI

La Distanza massima tra potenziali produttori e potenziali consumatori di CO₂ è inferiore ai 200 km

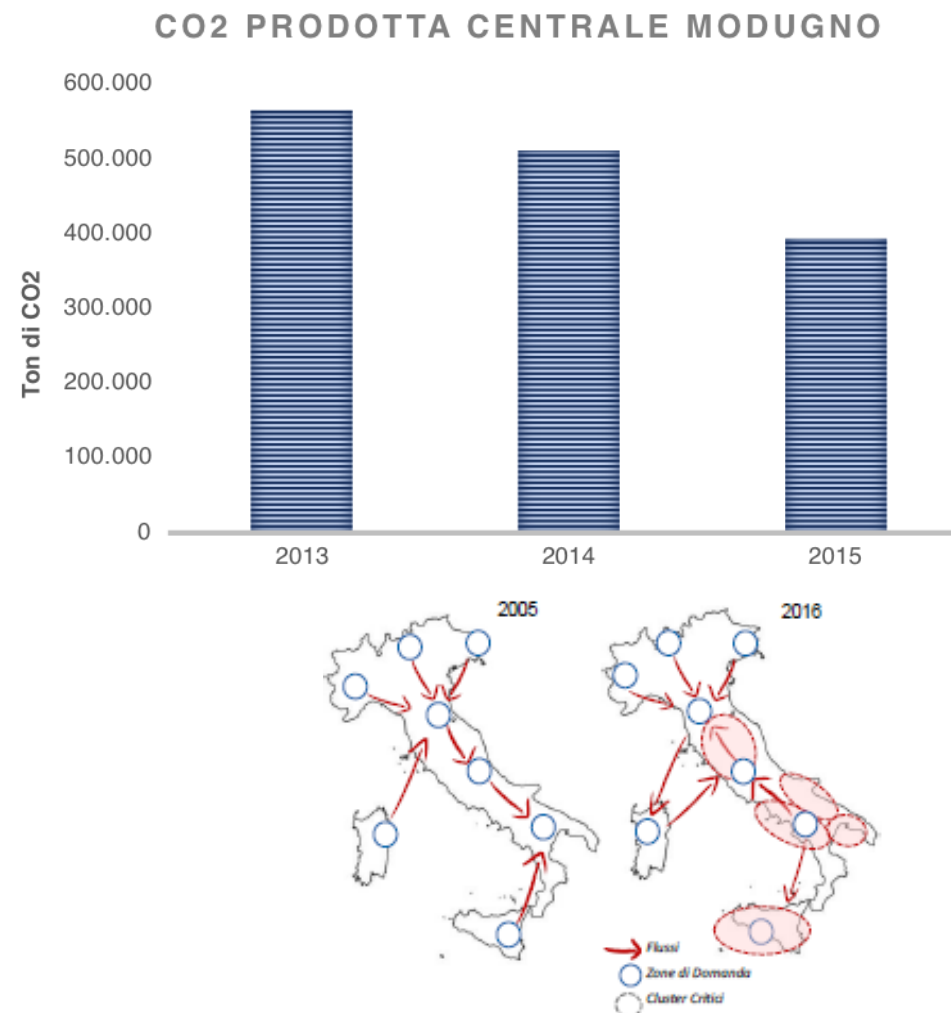
Stando ai dati attuali presenti in Zep (2016) sui costi di trasporto della CO₂ per condotte in grado di trasportare fino a 2,5 milioni di tonnellate per anno (Mtpa) il costo di condotte on-shore è quantificabile in 5,4 €/ton. Nel caso di liquefazione per il trasporto è quantificabile in 5,3 €/ton.

Il trasporto a distanze superiori ai 180 km al momento sono è ritenuto fattibile attraverso la liquefazione della CO₂, oppure per condotte di capacità superiore al 10-20 Mtpa di CO₂.



5.4.5 LA CENTRALE DI MODUGNO

- Considerando i risultati dei nostri scenari, risulta immediato valutare la possibilità di accoppiare il sequestro della CO₂ dalla Centrale di Modugno con l'utilizzo della CO₂ così sequestrata per il recupero di petrolio lucano
- Le simulazioni dei nostri scenari sono confermate dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN 2017) che indica gli impianti di gas come fondamentali per fare back-up al parco rinnovabile e come stabilizzatori e ottimizzatori dei flussi di energia
- Sempre in armonia coi nostri scenari, le ore di funzionamento attese degli impianti a gas saranno basse 1500-2500, pertanto, anche in futuro, le emissioni catturabili per l'attività di recupero del petrolio non saranno dissimili alle emissioni registrate negli ultimi anni (a destra si riportano gli ultimi dati disponibili di Modugno)
- Proprio Modugno, impianto entrato in esercizio nel 2012, sembra essere un buon candidato per la sperimentazione di cattura e utilizzo della CO₂



Zone di criticità e i flussi di energia
Fonte: SEN 2017, documento di consultazione

5.4.6 ILVA DI TARANTO E BILANCIO DOMANDA E OFFERTA DI CO2

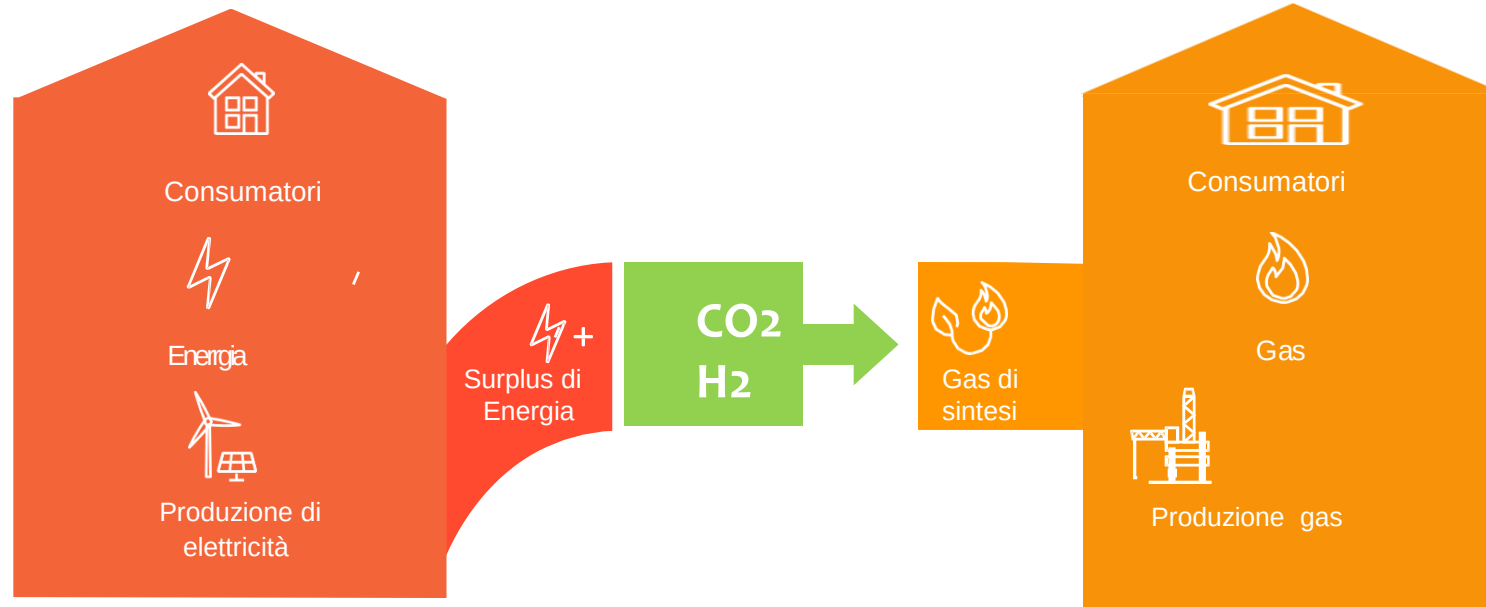
- L'ILVA di Taranto, a 150 km, con il passaggio dal carbon fossile al gas naturale nel processo produttivo sperimenterà nei prossimi anni una sensibile diminuzione delle emissioni. Inoltre, l'ipotesi di utilizzo del preridotto, con l'eliminazione della cokeria e del deposito di carbone nei parchi minerali, con tecnologia Midrex, permetterà non solo di contenere ulteriormente le emissioni di CO2 rispetto al carbone, ma anche una minore emissione di inquinanti, in particolare benzopirene, aromatici, diossine e particolato.
- Secondo nostre stime, con una produzione annua di 8 milioni di tonnellate di acciaio la riduzione delle emissioni di CO2 rispetto all'attuale ciclo a carbone sarebbe intorno al 60% (Mapelli, 2014) o al 63% (Ronchi, 2015), per un totale complessivo di emissioni vicine ai 4,7 milioni
- Per mantenere l'attuale produzione giornaliera di barili, servirebbero circa 1,5 milioni di CO2 l'anno: pertanto, l'apporto dell'ILVA sarebbe sovrabbondante; tuttavia, senza, la produzione non sarebbe possibile anche perché è difficile ipotizzare un incremento delle ore di utilizzo di Modugno

CO2 DISPONIBILE PER EOR



5.4.7 GAS DI SINTESI E CO2: POWER TO GAS

In Italia, per più di 70 anni, si è distribuito nelle città senza problemi particolari il cosiddetto “gas di città”, costituito da miscele con una percentuale di idrogeno del 50%. L'elettricità in eccedenza può essere convertita in idrogeno con un processo di elettrolisi e, successivamente arricchito di CO₂, permette di ottenere un gas di sintesi da immettere nella rete



Tecnologia innovativa che permette di convertire il surplus di energia prodotta da impianti eolici e fotovoltaici in gas di sintesi e di sottrarre CO₂ all'ambiente

In Europa notevole è l'interesse verso il Power to Gas, già incluso nel programma nazionale energetico tedesco e spinto, anche in Italia, da tutta l'industria del gas naturale

Il gas prodotto può essere utilizzato in tutti i settori: domestico, generazione elettrica, trasporti evitando i costi di investimento in nuove infrastrutture per la trasmissione, la distribuzione e lo stoccaggio di energia elettrica

Tra gli utilizzi del syngas va considerata percorribile la produzione di metanolo da miscelare con la benzina: a novembre 2016 FCA insieme a Dor Chemicals nell'ambito del programma Ifci (Israel's Fuel Choices Initiative) ha presentato la Fiat 500 M15, che può muoversi con una miscela di benzina che contiene fino al 15% di metanolo, con un risparmio di CO₂ emessa dal veicolo del 2%

