



Bundesnetzagentur

Flexibilité — les approches et évolutions en Allemagne et en Europe

Jan Peter Sasse

Forum ElCom 2024

Aarau, 15 novembre 2024

Structure

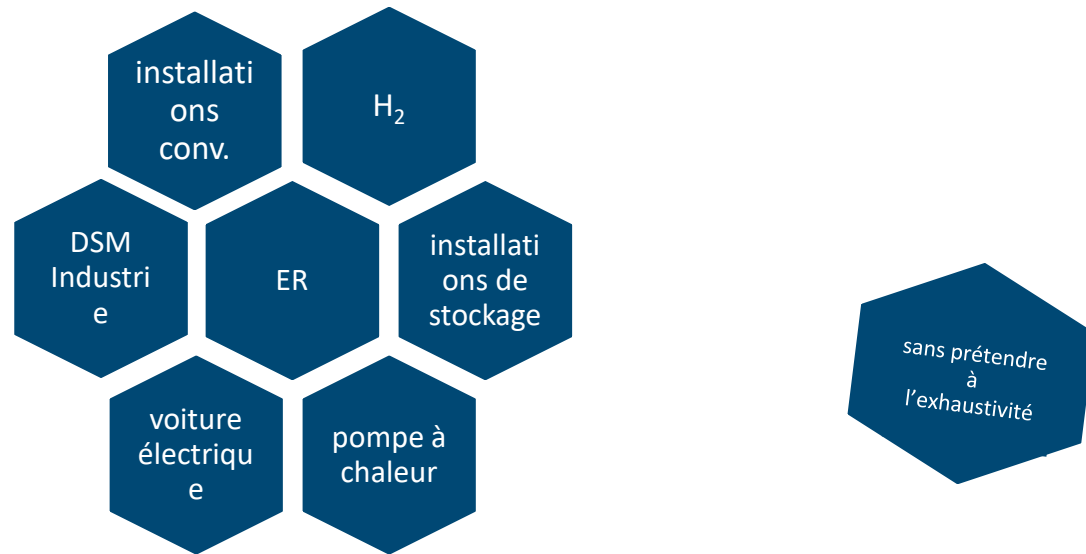
- Que signifie exactement la flexibilité ?
- Flexibilité — du côté de l'Allemagne
- Network Code on Demand Response

Que signifie exactement la flexibilité ?

Two thin white lines intersecting diagonally in the bottom right corner of the slide.

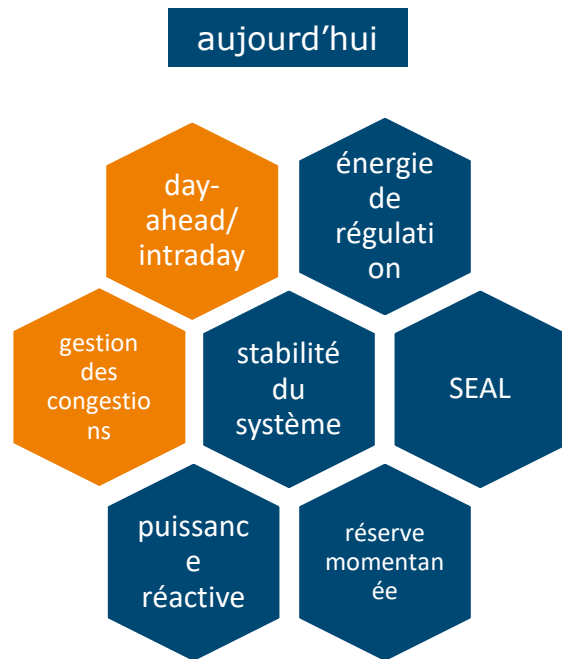
Approche de la notion de flexibilité

Définition : La flexibilité est la modification de l'injection ou du soutirage en réponse à un signal externe (signal de prix ou activation) dans le but de fournir un service dans le système énergétique. La flexibilité peut être fournie par différents **acteurs**:



Approche de la notion de flexibilité

La flexibilité peut apparaître dans le système à différentes **fins d'utilisation**. En voici deux exemples.



à l'avenir

produits de sécurité
d'approvisionnement/marchés de capacité ?

Autre « nfSDL » (services
système non liés à la

autres produits commerciaux ?

Produits transfrontaliers ?

...

Flexibilité — du côté de l'Allemagne

- Flexibilité pour le marché
- Flexibilité pour le réseau

Potentiels de flexibilité 2045 en Allemagne

	2045 ¹	2022/2023 ²
Production renouvelable	638 — 703 GW	167 GW
Production conventionnelle	36 GW (centrales à gaz neutres en CO ₂)	82 GW
<u>Installations de stockage</u>		
Pompage-turbinage	11 GW	10 GW
Piles de grande capacité	43 — 54 GW	1,3 GW
Mémoire PV à domicile	97 — 113 GW	6,3 GW
Mobilité électrique	34 — 37 mio $\triangleq$ 80 — 156 TWh	2,5 mio
<u>Charge</u>		
Charge flexible (DSM)	9 — 12 GW	1,4 GW
Pompes à chaleur	16 mio 67 - 91 TWh	1,8 mio
Power to Heat	14 — 27 GW	0,8 GW
Électrolyse	50 — 80 GW	< 0,1 GW
Consommation	1.000 - 1.300 TWh	548 TWh
Charge maximale annuelle	> 120 GW	80 GW

Sources : (1) NEP 2037-2045, (2) projet de cadre de scénarios des GRT pour le NEP 2037-2045 [2025].

Servir la demande d'électricité

Comment parvenir à un équilibre sur les marchés de l'électricité ?

- La demande doit devenir plus flexible et s'adapter à la volatilité de l'offre
- Le potentiel existe
- Des prix volatils avec des pics de prix élevés sont nécessaires pour exploiter le potentiel de flexibilité
- Les dispositifs de consommation contrôlables, en particulier, peuvent apporter une contribution importante.
- Le système de rémunération du réseau ne doit pas y faire obstacle
- Les acteurs du marché évaluent la rentabilité d'un modèle d'entreprise ou d'une technologie dans des conditions-cadres.

Flexibilité pour le réseau — goulots d'étranglement liés à la consommation

Défis

- Un grand nombre de nouveaux consommateurs contrôlables doivent être intégrés au réseau basse tension d'ici 2030 (15 millions de chargeurs, 6 millions de pompes à chaleur).
- Raccordement décentralisé dans des branches basse tension individuelles
- Une grande simultanéité dans l'utilisation du réseau, notamment en ce qui concerne les (futurs) réactions aux prix, entraîne un grand besoin d'extension du niveau de tension inférieur. Un retard dans le raccordement au réseau risque de se produire.
- Les réseaux basse tension ne sont pour l'instant ni observables ni contrôlables

Solutions

- À court et moyen terme: Les dispositions du 14a garantissent une connexion rapide et la possibilité de gérer l'urgence avec une compensation financière.
- À long terme : Extension du réseau

Spécifications pour l'intégration des dispositifs de consommation contrôlables (1)

- Participation obligatoire de toutes les installations de consommation pilotables et des gestionnaires de réseau de distribution.
- Pilotage autorisé uniquement en cas de besoin à l'aide d'évaluations de l'état du réseau. Pilotage forfaitaire en phase de transition possible à titre exceptionnel jusqu'à la numérisation du réseau concerné.
- Des interventions répétées dans le pilotage entraînent l'obligation pour le gestionnaire de réseau de renforcer le réseau en conséquence.
- Deux modèles de réduction de la rémunération du réseau :
 - réduction forfaitaire de la rémunération avec option supplémentaire pour des rémunérations du réseau variables dans le temps comme incitation à adapter un comportement adapté.
 - réduction de la rémunération liée au prix du travail.

Spécifications pour l'intégration des dispositifs de consommation contrôlables (2)

Un juste équilibre entre les différents intérêts

- Le raccordement en temps voulu des voitures électriques et des pompes à chaleur peut être garanti à tout moment (pas de référence à une capacité de réseau non disponible).
- Le confort d'utilisation des consommateurs n'est que très peu réduit.
- Les réglementations laissent la flexibilité au consommateur, mais assurent indirectement l'équipement en iMSys, technique de commande et bilan 1/4 h.
- C'est au côté du marché (distributeurs/agrégateurs) de proposer des produits correspondants pour une commercialisation (par exemple sur le marché de l'électricité).
- Coup d'envoi de la numérisation du niveau basse tension (commande uniquement en cas de congestion concrètement constatée). Pour cela, il est nécessaire d'être équipé de capteurs et d'actionneurs.

Flexibilité pour le réseau — congestions liées à la production

Défis

- augmentation dynamique des installations ER (puissance installée en 2037 : Éolienne terrestre env. 160 GW et PV env. 345 GW*)
- Le raccordement se fait principalement dans les niveaux de tension supérieurs.
- Des congestions existent/menacent d'exister notamment au niveau de la haute et de la très haute tension

Solutions

- À long terme : Extension du réseau, d'autres sont-elles envisageables ?
- Actuellement à court et moyen terme : Redistribution basée sur les coûts du côté de la production, entre autres, réglage des installations fonctionnant aux énergies renouvelables et mise en service de centrales électriques conventionnelles à titre de compensation.
- À l'avenir : La redistribution basée sur le marché peut-elle fournir une puissance de pointe avantageuse et éviter les coupures ?

Gestion de la congestion basée sur le marché

- Abstraction faite de la situation législative actuelle, le recours à des services de flexibilité côté charge serait théoriquement envisageable en complément à la redistribution basée sur les coûts.
- Les avantages et les inconvénients d'une gestion de la congestion basée sur le marché sont discutés :

Avantages

- Concurrence accrue grâce à un éventail plus large de technologies participantes avec des coûts d'opportunité différents (énergies renouvelables ?, flexibilités de la charge)
- Le cas échéant, moins d'émissions de CO₂, selon les installations impliquées
- Le cas échéant, transparence accrue des coûts (les coûts actuels des SR peuvent ne pas refléter les coûts réels des goulots d'étranglement)

Inconvénients

- En particulier, risque d'increase decrease gaming
Les acteurs ont tenu compte, dans leurs offres sur le marché spot (marché par zones), des prix locaux attendus sur un marché de redistribution, c'est-à-dire sur un marché de flexibilité utile au réseau.
 - Dans la mesure où, par exemple, un producteur du « Sud » renonce à la commercialisation sur le marché spot par zone (decrease), les congestions auxquelles le gestionnaire de réseau doit remédier augmenteraient.
 - Cela augmenterait également la demande de flexibilité du gestionnaire de réseau sur le marché de la redistribution (Increase).

Flexibilité du réseau — autres instruments/réglementations

- Grid Code Demand Side Management
- NsA (§ 13 k EnWG [loi sur l'industrie de l'énergie])
- Flexible connection agreements (nouvel article 6a prévu dans la directive sur le marché de l'électricité [UE] 2019/944)
- Système de rémunération du réseau
- *Draft* Network Code on Demand Response

Des garde-fous réglementaires

- ➔ La flexibilité peut être différenciée en fonction de l'acteur qui la fournit et de l'objectif pour lequel elle est utilisée.
- ➔ La flexibilité est un élément central pour équilibrer les marchés de l'électricité et garantir la sécurité d'approvisionnement !
- ➔ Le marché devrait décider de la rentabilité d'un modèle commercial ou d'une technologie.
- ➔ La flexibilité ne peut être affectée qu'une seule fois à un besoin. C'est pourquoi les dispositions 14a laissent une grande partie de la flexibilité au consommateur.
- ➔ Les signaux d'allocation et de pénurie provenant du marché et du réseau peuvent être contradictoires.
- ➔ Le réseau suit le marché en se développant en fonction des besoins.
- ➔ Aucune proposition appropriée n'a été faite jusqu'à présent pour minimiser les risques liés au gaming. D'autres discussions sont nécessaires.

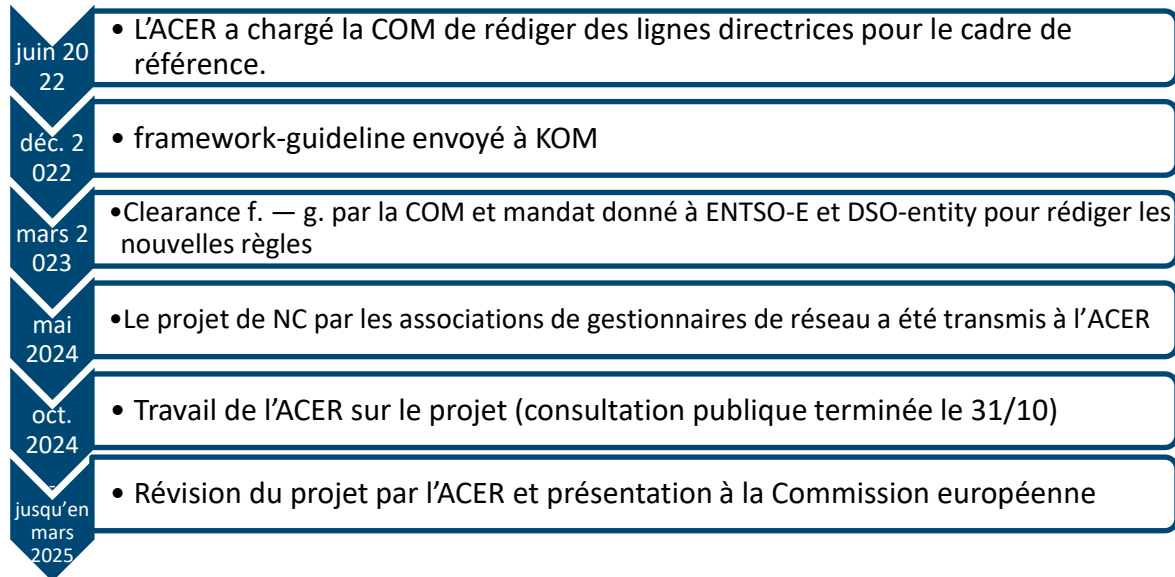
Network Code on Demand Response

The background is a solid dark blue. In the bottom right corner, there are several thin, white, diagonal lines that intersect and extend towards the top right edge of the frame, creating a geometric pattern.

Network Code on Demand Response (historique)

Base légale : Art. 59 1 (e) du règlement (UE) 2019/943 :

« La Commission est habilitée à adopter des actes d'exécution afin d'assurer des conditions uniformes d'exécution du présent règlement en établissant des codes de réseau dans les domaines suivants : règles en application de l'article 57 du présent règlement et des articles 17, 31, 32, 36, 40 et 54 de la directive (UE) 2019/944 concernant la **participation active de la demande**, y compris **les règles sur l'agrégation, le stockage d'énergie et la réduction de la demande**.



Network Code (contenu de la réglementation, exemples)

- vise à harmoniser, à l'échelle de l'UE, les conditions-cadres pour l'intégration du côté de la charge et d'autres ressources de flexibilité au niveau du GRT et des GRD (notamment l'acquisition par le marché de la flexibilité pour la gestion de la congestion).
- Approvisionnement basé sur le marché comme cas de base, les exceptions doivent être autorisées par l'ARN de sa propre initiative ou sur demande du gestionnaire de réseau (individuellement ou sur demande commune de plusieurs BN) dans le cadre d'une procédure détaillée.
- Faciliter la participation et l'accès aux marchés de l'énergie des fournisseurs de services (SP) : « By default verification » prévu pour les « balancing products, congestion management or voltage control products » au lieu d'une préqualification.
- Mise en place d'un « Flexibility Information System » : Point d'accès central pour la récupération de « SP-qualification, product verification, product prequalification & grid prequalification of SPU and SPGs, the temporary limits set by system operators and the switch of controllable units, as well as the data exchange procedures to perform such processes ».
- Réglementation sur les PAN du GRD, le stockage, l'établissement d'une zone d'observabilité DSO...

Backup

Dispositions § 14a : La numérisation des réseaux en détail

- Participation obligatoire de toutes les installations de consommation pilotables (dès 4,2 kW, basse tension) et des gestionnaires de réseau de distribution.
- Le cas de congestion doit être déterminé sur la base de l'évaluation de l'état du réseau. Doivent être prises en compte :
 - valeurs de mesure en temps réel avec une résolution par minute
 - d'au moins **15 % de tous les raccordements au réseau** de la zone de desserte ou
 - en alternative, d'au moins **7 % de tous les raccordements au réseau** de la zone de réseau, **en combinaison** avec le relevé des données correspondantes sur l'état du réseau aux **départs des transformateurs**.
 - les directives sont en cours de révision par le FNN.
 - Commande préventive en phase de transition possible à titre exceptionnel jusqu'à la numérisation du secteur de réseau concerné (24 mois, pas après fin 2028).

Kontakt

Docteur Jan Peter Sasse

Chef d'unité Réseaux de distribution d'électricité,
Mobilité électrique

janpeter.sasse@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-5840



Bundesnetzagentur