

Sektoranalyse

Thomas Peiß, Tim Engeßer

Beachten Sie bitte den/die Hinweis/e auf der/den letzten Seite/n
► clientnext.bayernlb.de, Bloomberg: RESP BAYR

Energie: Langfristenergiespeicher

Kurz & klar

- Seit dem Beginn des Ukraine-Kriegs hat die Energieversorgungssicherheit höchste Priorität. Solange nicht ausreichend Langfriststromspeicher zur Verfügung stehen, sind erneuerbare Energien in Deutschland kaum grundlastfähig.
- Thermische und chemische Energiespeicher machen Grünstrom langfristig nutzbar. Damit würde die Energieresilienz Deutschlands und Europas maßgeblich gestärkt.
- Langfristenergiespeicher verbinden Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit und mindern die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern.
- Innovative Energiespeicher eröffnen der deutschen Industrie zudem neue Absatzchancen in der Energie- und Umwelttechnik.

Mit dem starken Anstieg der Energiepreise sind Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit in den Fokus gerückt. Die Umstellung auf erneuerbare Energien, die in Deutschland bislang vor allem für die Stromerzeugung genutzt werden, sollen die Energieresilienz mittel- und langfristig stärken und die Klimaschutzziele erreichbar machen.

Fehlendes Puzzlestück dabei ist die Möglichkeit der Speicherung erneuerbarer Energien. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen ist naturgemäß sehr volatil, da sie von den Wetterbedingungen abhängt und nicht von der Stromnachfrage. Ein Blick auf die SMARD Datenbank für die realisierte Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern der Bundesnetzagentur¹ zeigt, dass in Deutschland von Anfang bis Mitte Dezember 2022 eine teilweise „Dunkelflaute“ herrschte. Bei einer „Dunkelflaute“ scheint weder die Sonne noch weht der Wind. Die Stromnachfrage muss dann vor allem von den fossilen Energieträgern sowie den vorhandenen regelbaren Erneuerbaren Energien (Wasserkraft und Biomasse) getragen werden. Um das Energieangebot aus Sonne und Wind mit der Energienachfrage räumlich und zeitlich in Einklang zu bringen, braucht es neben einem Ausbau der Stromnetze auch Speichertechnologien.

Langfristenergiespeicher flexibel einsetzbar

Angetrieben von den europäischen Klimaschutzzielen sorgt der geplante Hochlauf der Elektrifizierung im Mobilitätssektor für einen starken Fokus auf Batteriespeicher. Neben den elektrisch-chemischen Speicherlösungen gibt es aber auch mechanische, chemische und thermische Speicherlösungen, um volatilen Grünstrom für eine spätere nachfrageorientierte Nutzung verfügbar zu machen (s. Grafik 1 auf der folgenden Seite).

- Batteriespeicher eher für kurzfristigen Speicherbedarf

Während Batteriespeichersysteme eher den kurzfristigen Speicherbedarf adressieren, ermöglichen chemische und thermische Speicher auch eine längere Speicherdauer. Damit

¹ [BNetzA - Smard Strommarktdatenbank](#)

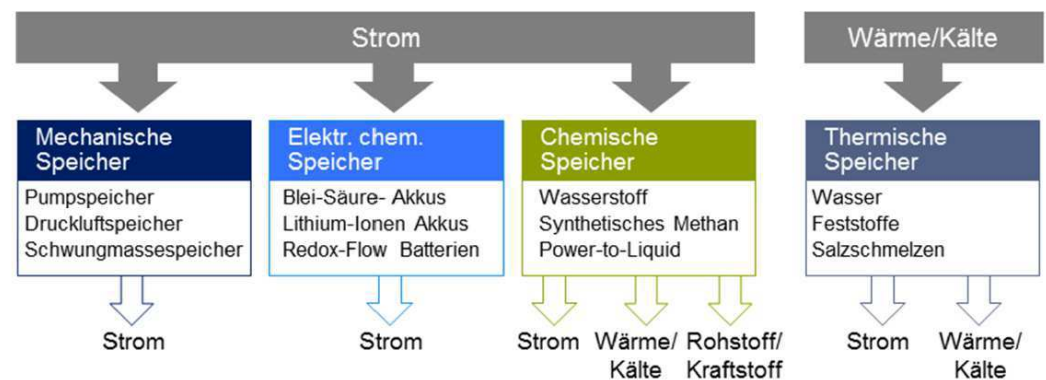
sind diese Speichersysteme gut dafür geeignet, Grünstromanlagen grundlastfähig zu machen und mögliche „Dunkelflauten“ zu überbrücken.

- Mechanische Speicher brauchen geologisch günstige Bedingungen

Mechanische Speicher wie Pump- und Druckluftspeicher benötigen geeignete Standorte. Ein großflächiger Zubau an Pumpspeichern in Deutschland dürfte an den dafür notwendigen Höhenunterschieden scheitern. Zwar könnten in den deutschen Alpenregionen neue Pumpspeicher gebaut werden, aber der Widerstand der dortigen Bevölkerung dürfte einen großflächigen Zubau schwierig machen. Die für Druckluftspeicher notwendigen ausgehöhlten luftdichten Salzstöcke wären zwar an der deutschen Nordseeküste grundsätzlich vorhanden, der Netzentwicklungsplan (NEP) der vier großen Übertragungsnetzbetreiber sieht aber auch für den deutschen Kraftwerkspark zur Energieerzeugung im Jahr 2037 keine größeren Druckluftspeicher vor.

Zusammen mit Batteriespeichern könnten vor allem thermische und chemische Speichertechnologien die Abhängigkeit Deutschlands von fossilen Energieträgern im Strom- und Wärmebereich gleichzeitig reduzieren.

Grafik 1: Vielfältige Speichertechnologien für Energie im Überblick



Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien | BayernLB Research

„Power-to-heat“ stärkt die Energieeffizienz und sorgt für mehr Netzstabilität

Mit der „Power-to-heat“-Technologie wird Strom in Wärme umgewandelt. Wird der Prozess um einen Wärmespeicher ergänzt, kann die erzeugte Wärme später bedarfsgerecht abgerufen werden.

- Thermische Speicher mit großen Wirkungsgradverlusten bei Rückverstromung

Die Flexibilität thermischer Speicher wird allerdings mit großen Wirkungsgradverlusten erkauft, da es wenig attraktiv erscheint, Strom erst in Wärme und später wieder in Strom zurück zu verwandeln. Zudem können die bislang verwendeten Pumpen und Ventile beim Strom-Wärme-Strom-Prozess bislang nur bei Temperaturen von maximal 500 °C betrieben werden. Für die effiziente Rückverstromung der eingespeicherten Wärme mit konventionellen Dampfkraftwerken braucht es aber deutlich höhere Temperaturen. Daher werden die als Wärme gespeicherten Grünstromüberschüsse von den Energieanbietern meist im Wärmebereich genutzt („Power-to-heat“), was diverse wirtschaftliche Optionen eröffnet:

- Teilnahme am Regelenergiemarkt: Die von Netzbetreibern höher vergütete Regelenergie, die zum Ausgleich unerwartet auftretender Netzspannungen abgerufen wird, kann auch über die „Power-to-heat“-Technologie angeboten werden. So werden Grünstromüberschüsse in Wärme umgewandelt und die erzeugte Wärme in Fernwärmenetze geleitet oder in speziellen Wärmespeichern vorgehalten (hier spricht man dann von negativer Regelenergie).

- Vermeidung von Abregelungen: Um Stromnetzüberlastungen zu vermeiden, werden Windkraftanlagen regelmäßig gegen Entschädigung abgeschaltet. 2021 lagen die jährlichen Kosten dafür laut Bundesnetzagentur bei 0,8 Milliarden Euro für Grünstrom, der den Herstellern bezahlt wird, aber nicht ins Netz eingespeist wird. Mit „Power-to-heat“ kann der ungenutzte Strom im Wärmesektor genutzt werden. So sparen die Stromverbraucher nicht nur die Kosten für die Abschaltungen, die ihnen über die Netzentgeltumlage in Rechnung gestellt werden. Vielmehr erhöht sich auch die Energieeffizienz des Anlagenparks. „Power-to-heat“-Anbieter können den an der Strombörse günstig angebotenen Strom zur Wärmeerzeugung nutzen und die erzeugte Wärme später zu einem höheren Preis nachfrageorientiert verkaufen.
- Lastmanagement mit Wärmepumpen: Werden mehrere Wärmepumpen zusammengesaltet, kann damit in intelligenten Stromnetzen (Smart-Grids) ein Angebot an schnell schaltbaren Lasten geschaffen werden. Der virtuelle große Wärmespeicher könnte dann bei günstigen variablen Heizstromtarifen Grünstromüberschüsse als Wärme puffern. Bisher gibt es allerdings noch keine netzlastsensitiven Preissignale und der Einsatz von Wärmepumpen mittels „Power-to-heat“ wurde bislang nur im Feldtest erprobt.

► Stadtwerke Halle an der Saale nutzen riesigen Wärmespeicher

Praxisbeispiel einer „Power-to-heat“-Anwendung: Die Stadtwerke Halle an der Saale haben im Herbst 2018 einen zylinderförmigen Wärmespeicher mit 40 Metern Durchmesser und einem Fassungsvermögen von 50.000 Kubikmetern Wasser in Betrieb genommen. Leistungsspitzen in der Grünstromproduktion an besonders sonnigen oder windigen Tagen können nun weggepuffert werden. Mit einem Investitionsvolumen von 10 Mio. Euro und einer Speicherleistung von ca. 2.000 MWh Energie kann Halle seine Bewohner nun über sein Fernwärmenetz bis zu drei Tage lang mit Wärme versorgen.

► Unterirdische Wärmespeicher als Alternative

Als Alternative zu oberirdischen Wärmespeichern sind auch Erdbeckenspeicher zur Langzeitspeicherung großer Wassermengen denkbar. Diese Bauform ist günstig und schnell umsetzbar, und durch einen isolierenden Deckel sind hohe Wirkungsgrade gesichert. Bei Volumen von 75.000 Kubikmetern wie im dänischen Marstal kann erneuerbar erzeugte Wärme so über mehrere Monate gespeichert werden.

► Heizstäbe und –patronen als dezentrale Wärmespeicher

Bei dezentralen „Power-to-heat“-Lösungen im Niedrigtemperaturbereich werden Heizstäbe oder Heizpatronen genutzt, um überschüssigen Grünstrom in Wärme umzuwandeln. Im Hochtemperaturbereich werden Elektroheizkessel eingesetzt, um damit Prozessdampf zu erzeugen. Allerdings sind die Investitionskosten für einen Elektroheizkessel etwa doppelt so hoch wie im Niedrigtemperaturbereich.

Kalk und Wasser als Wärmespeicher

► Kalkspeicher glänzt mit hoher Energiedichte

Futuristisch wird es mit Kalkspeichern, die vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und der Universität Stuttgart entwickelt und getestet werden. Kalk, der in der Bauindustrie oft zum Einsatz kommt, wird hier als thermochemischer Energiespeicher genutzt und verfügt über eine hohe Energiedichte, was eine dezentrale Nutzung ermöglicht. Um Wärme zu erzeugen, nutzen Kalkspeicher eine chemische Reaktion von gebranntem Kalk und Wasser. Zunächst wird Kalkpulver in einem Ofen auf über 450 °C erhitzt. Aus dem gelöschten wird gebrannter Kalk, also Kalziumoxid, das einen großen Teil der Wärmeenergie chemisch speichert. Und zwar im Prinzip beliebig lange. Wenn man dann irgendwann Wärme benötigt, kann man Wasser hinzugeben und das Material wird über 100 °C heiß. Je nach Bedarf lässt sich die Heizleistung regeln. Wird der gelöschte Kalk wieder gebrannt, kann er erneut Energie speichern. Dieser Vorgang lässt sich beliebig oft wiederholen. Das Energiepotenzial des Branntkalks ist so groß, dass in der getesteten Anlage etwa

sechs Kubikmeter Branntkalk ausreichen, um ein Einfamilienhaus einen ganzen Monat lang komplett mit Wärme zu versorgen.

- ▶ Kalkspeicher gut als Langfristspeicher nutzbar

Mit Wirkungsgraden von 90% kann Kalk Energie monatelang fast ohne Wärmeverluste speichern und damit als saisonaler Wärmespeicher dienen. Auch die Rohstoffkosten sind überschaubar, denn Kalk ist ökologisch unbedenklich und ein weltweit häufig vorkommender Rohstoff. So finden sich etwa in Mittel- und Süddeutschland sogar einige der größten Kalkvorkommen Europas. Herausfordernd bleibt das erforderliche Temperaturniveau von 450 °C zum Trocknen des Löschkalks, und auch die Umschichtung des pulverförmigen Speicherstoffs bei Verwendung zur Wärmeerzeugung birgt Herausforderungen.

Eine Demonstrationsanlage wird vom DLR im „adaptiven Hochhaus“ der Universität Stuttgart getestet. Bis 2023 soll eine voll einsatzbereite Anlage für Kalkspeicher entstehen.

Das „Sauna-Prinzip“ als Wärmespeicherlösung

- ▶ Hohe Temperaturen von Vulkansteinspeichern erlauben auch Rückverstromung

Bei den bisher betrachteten thermischen Energiespeichern lagen die Temperaturen, bedingt durch den Siedepunkt von Wasser, unter 100 °C. Sie eignen sich daher nicht zur Rückgewinnung von Strom aus dem Speichermedium. Für die Rückverstromung bedarf es eines Speichermediums, das deutlich höhere Temperaturen vorhält, wie z.B. im Vulkansteinspeicher von Siemens Gamesa in Hamburg realisiert. Der Speicher mit der Grundfläche und Größe eines Einfamilienhauses nutzt ein simples Prinzip zur Speicherung überschüssigen Windstroms. Ähnlich einem großen Föhn bläst die Anlage elektrisch erhitzte Luft in einen gut isolierten Kasten, der mit 1.000 Tonnen Vulkanstein-Kies verfüllt ist. Die für den Wärmespeicher verwendete Gesteinsart eignet sich besonders gut für die Wärmeaufnahme. So werden die Vulkansteine auf 750 bis 800°C aufgeheizt. Wenn die in den Steinen eingespeicherte Energie benötigt wird, erzeugt man – ähnlich wie beim Aufguss in der Sauna – mit Hilfe von Wasser Wasserdampf, der dann eine Turbine antreibt. Da eigentlich nur weit verbreitete Materialien und altbekannte Technologien zum Einsatz kommen, so z.B. Heißluftströmer aus Fabrikproduktion, lassen sich die Speicherkosten niedrig halten.

- ▶ Siemens Energy versucht Vulkansteinspeicher mit Pilotprojekt zu optimieren

Mitte 2019 hat Siemens Gamesa in Partnerschaft mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in Hamburg eine Pilotanlage eines elektrothermischen Energiespeichers (ETES) in Betrieb genommen. Die 29 Millionen Euro teure Pilotanlage erlaubt mit einem Effizienzgrad von 45% eine effiziente Rückverstromung von eingespeichertem Windstrom und übertrifft damit die „Power-to-gas-to-power“-Verfahren. Mit 30 MWh Speicherleistung deckt das Pilotprojekt den Strombedarf von 1.500 Haushalten für eine Woche. Im Laufe des Forschungsprojektes wurden sowohl die physische Form des Speichers als auch die Gesteinsschüttung immer wieder optimiert.

Spezialbeton als Wärmespeicher

- ▶ Ettringit macht Beton zum effizienten Wärmespeicher

Auch Spezialbeton, der große Mengen des Minerals Ettringit enthält, lässt sich als Wärmespeicher nutzen. Wird Ettringit erwärmt, beginnt es ab einer Temperatur von 50°C Grad das an sich gebundene Wasser „abzudampfen“. Wird dem Mineral wieder Wasser zugefügt, so wird bei der Bindungsreaktion Wärme frei. Da herkömmlicher Beton nur rund 15% des für diese Reaktion benötigten Minerals Ettringit enthält, muss man einen speziellen Zement verwenden. Dieser Spezialzement (Calcium-Sulfoaluminat-Zement, kurz CSA), der dann bis zu 80% Ettringit enthält, setzt bei der Herstellung etwa 40% weniger CO₂ frei.

Eine mögliche Weiterentwicklung des Systems könnten CSA-Betonwände sein. Das in den Betonwänden liegende Rohrleitungssystem würde mit von der hauseigenen PV-Anlage

oder Wärmepumpe erwärmtem Wasser gefüllt und dann laut der TU Kaiserslautern für ein behagliches Raumklima sorgen.

Salzwasserspeicher – umweltfreundliche Energiespeicherlösung

- ▶ Salz als Wärmespeicher effizienter als Wasser

Ein auf Salzbasis funktionierender Flüssigspeicher kann überschüssigen Grünstrom in Form von Wärme als Langzeitspeicher puffern. Mit Hilfe eines Wärmeübertragers wird dabei das eingelagerte Salz – je nach Salzmischung sind dabei Arbeitstemperaturen zwischen 150°C und 560°C möglich - zwischen zwei Tanks hin- und her bewegt. Im Gegensatz zu Wasser steht Salz auch bei hohen Temperaturen nicht unter Druck, daher sind die technischen Anforderungen an die Tanks nicht so hoch. Kommerziell genutzt werden Salzspeicher bereits in Solarthermie-Kraftwerken, um die ungenutzte Wärme aus Sonnenenergie für die Nutzung in sonnenarmen Zeiten zu speichern. So arbeiten in Spanien die beiden Solarthermiekraftwerke Andasol und Gemasolar mit Flüssigsalzspeichern.

- ▶ Große Solarthermie-Anlagen arbeiten bereits erfolgreich mit Salzspeichern

Die bislang in Solarthermie-Kraftwerken eingesetzten Flüssigsalzspeicher mit Durchmessern von bis zu 40 Metern und Höhen von 15 Metern könnten künftig auch überschüssigen Grünstrom netzdienlich als Wärme zwischenspeichern. Später wird die eingespeicherte Hochtemperatur-Wärme nachfrageorientiert als Dampf über eine Turbine wieder in Strom umgewandelt. Diesen Ansatz verfolgt ein vom Land NRW gefördertes Projekt „StoreToPower“ in Zusammenarbeit mit RWE, dem DLR und der FH Aachen. Im Vordergrund des Projekts steht der Nachweis, dass ein Wärmespeicherkraftwerk als stromnetzdienlicher Speicher agieren kann.

- ▶ Redox-Flow-Batterien als „Long Duration Energy Storage“-Lösung

Auf organische Batteriespeicher auf Eisen-Salzbasis – oft auch als Redox-Flow-Batterien bezeichnet, bei denen das eigentliche Speichermedium außerhalb der Energieumwandlungseinheit der Batterie gespeichert wird – setzt etwa das Münchner Energie-Start-up „Volt-Storage“. Während klassische Batterien Lithium, Kobalt und seltene Erden als Rohstoffe benötigen, setzt „Volt-Storage“ wie andere Redox-Flow-Batterie-Hersteller auf kostengünstige, weil leicht verfügbare Materialien, wie etwa Salz und Eisen. Die wegen ihres hohen Gewichts sowie wegen langer Be- und Entladezeiten nicht für die Mobilität geeigneten Batterien sollen künftig überschüssige Grünstrommengen puffern und damit erneuerbare Energien grundlastfähig machen. Die Redox-Flow-Technologie als sogenannte „Long Duration Energy Storage“-Lösung eignet sich dafür besonders gut, da die Speicherkapazitäten nur von der Größe der Speichertanks abhängen und damit beliebig skalierbar sind.

Wasserstoff über „Power-to-Gas“ als Langfristspeicher nutzen

- ▶ Über Power-to-Gas wird aus Grünstrom klimaneutrales Gas

Über die strombasierte Wasserelektrolyse kann Wasser in seine Bestandteile zerlegt werden. Fügt man dem mit Grünstromanlagen gewonnenem Wasserstoff vorab aus der Atmosphäre oder über die Abscheidung von Industrieanlagen gewonnenes Kohlendioxid zu, entsteht „synthetisches“ Methangas. Dieses Methangas verhält sich wie klassisches Erdgas und kann über die bestehende Infrastruktur verstromt oder zu Wärmezwecken genutzt werden.

- ▶ Knapper „grüner“ Wasserstoff dürfte zunächst in energieintensiven Industrien genutzt werden

Mit einem weltweiten Hochlauf der Wasserstofftechnologie und damit der Verfügbarkeit von ausreichenden Mengen an „grünem“ Wasserstoff wird aktuell erst ab Beginn der 2030er Jahre gerechnet. Über die sogenannte Sektorkopplung – die Nutzung von Grünstrom zur Erzeugung von Wasserstoff und dessen Nutzung in verschiedenen Wirtschaftssektoren – dürfte Wasserstoff zu Beginn vor allem in jene Bereiche fließen, die ihren CO₂-Verbrauch über die Elektrifizierung wirtschaftlich nicht oder nur zu unverhältnismäßig hohen Kosten senken können. Daher dürfte die Methanisierung von Wasserstoff zur Nutzung als Langfristspeicher für die Sicherung der Stromgrundlast auch aufgrund des geringen

Wirkungsgrades der Wertschöpfungskette Strom-Gas-Strom erst später in den Fokus rücken.

Fazit: Unterschiedliche Speichertechnologien erhöhen die Versorgungssicherheit

Thermische und chemische Energiespeicher haben gegenüber Batteriespeichern den Vorteil, dass sie grundsätzlich sowohl für die Wärme- als auch für die Stromerzeugung nutzbar sind. Während Batteriespeicher vorrangig zur Netzlaststabilisierung genutzt werden, ermöglichen thermische Energiespeicher auch eine längerfristige Ausspeicherung vorher eingespeicherter Energie.

Bis auf Weiteres dürften thermische und chemische Speicherlösungen aber aufgrund ihrer Wirkungsverluste vor allem bei der Wärmeerzeugung zum Einsatz kommen. Mit der Hochskalierung dieser Energiespeicher sollten die Kosten sinken und damit auch die Wirkungsgradverluste für die Wiederverstromung des als Wärme gespeicherten Grünstroms weniger ins Gewicht fallen.

thomas.peiss@bayernlb.de

Allgemeiner Hinweis:

Diese Publikation ist lediglich eine unverbindliche Stellungnahme zu den Marktverhältnissen und den angesprochenen Anlageinstrumenten zum Zeitpunkt der Herausgabe der vorliegenden Information am 13.03.2023. Die vorliegende Publikation beruht unserer Auffassung nach auf als zuverlässig und genau geltenden allgemein zugänglichen Quellen, ohne dass wir jedoch eine Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der herangezogenen Quellen übernehmen können. **Dieser Research-Bericht ist eine rein ökonomische Analyse, und kein Teil davon ist als Wertpapieranalyse oder Empfehlung zu verstehen.** Insbesondere sind die dieser Publikation zugrunde liegenden Informationen weder auf ihre Richtigkeit noch auf ihre Vollständigkeit (und Aktualität) überprüft worden. Eine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit können wir daher nicht übernehmen. Die vorliegende Veröffentlichung dient ferner lediglich einer allgemeinen Information und ersetzt keinesfalls die persönliche anleger- und objektgerechte Beratung. Für weitere zeitnähere Informationen stehen Ihnen die jeweiligen Anlageberater zur Verfügung.

Aufgrund gesetzlicher Vorgaben (Wertpapierhandelsgesetz bzw. MiFID II) dürfen Wertpapierdienstleistungsunternehmen im Zusammenhang mit einer von ihnen erbrachten Finanzportfolioverwaltung oder unabhängigen Honorar-Anlageberatung grundsätzlich keine Zuwendungen von Dritten annehmen oder behalten. **Eine Weitergabe dieser Unterlage an Unternehmen oder Unternehmensteile, die Finanzportfolioverwaltung oder unabhängige Honorar-Anlageberatung erbringen, ist daher nur gestattet, wenn mit der BayernLB hierfür eine Vergütung vereinbart wurde.**

Die im Text genannten Finanzmarktinformationen stammen von Bloomberg und Refinitiv, soweit nicht anders vermerkt.



Thomas Peiß
Senior Sector Analyst
Telefon: 089 2171-28487
thomas.peiss@bayernlb.de

Redaktion:
Bayerische Landesbank
Unternehmensbereich 5700
80277 München (=Brief-
adresse)
research@bayernlb.de

Geschäftsgebäude:
Bayerische Landesbank
Brienner Straße 18
80333 München (=Paketad-
resse)
www.bayernlb.de