



Semi-conducteurs de puissance et transport électrique

Ossatures des réseaux du XXI^e siècle

CLAES RYTOFT, PETER LUNDBERG, HARMEET BAWA, MARK CURTIS – La filière électrique évolue rapidement sous les effets conjugués de l'augmentation croissante de la demande, de la montée en puissance des énergies renouvelables (EnR), souvent éloignées des consommateurs, de la quête d'efficacité énergétique et de qualité de la fourniture. Les progrès des semi-conducteurs et leur emploi dans diverses applications bâties sur l'électronique de puissance facilitent ces nombreuses mutations. Ces composants sont au cœur des équipements de commutation qui régulent le courant électrique et adaptent sa forme d'onde et sa fréquence aux exigences de chaque application. Clef de voûte du génie électrique, l'électronique de puissance façonne les réseaux du futur.

De tout temps, les réseaux électriques ont été construits autour de grosses centrales produisant une électricité stable et modulable en continu. Cet écoulement de puissance unidirectionnel, du producteur au consommateur, était maintenu malgré les fluctuations horaires de la demande. Celles-ci sont toujours de mise mais l'injection accrue d'EnR pour réduire la pollution par le CO₂ oblige aussi les réseaux à compenser les aléas de la fourniture. L'intermittence et la variabilité des EnR (solaire, éolien, etc.)

accentuent le besoin de stocker cette énergie et de recourir à des systèmes permettant de coordonner sources de production et profils de consommation.

Le négoce d'électricité permet, jusqu'à un certain point, d'accorder l'offre à la demande de puissance. Reste que le transport efficace de l'électricité, des générateurs aux utilisateurs, entre réseaux voisins, éventuellement sur de longues distances et dans les deux sens, soulève des difficultés, encore exacerbées par l'envolée de la demande qu'il faut satis-

faire tout en diminuant les émissions de gaz à effet de serre. La double nécessité de monter en puissance pour subvenir aux besoins du véhicule électrique et d'affiner la gestion de la demande ajoutera à la complexité de l'enjeu mais donnera aussi l'impulsion pour déployer des réseaux plus réactifs, plus souples et plus fiables.

Les semi-conducteurs sont au cœur de nombreuses technologies électroniques de puissance qui façonnent les réseaux du futur.

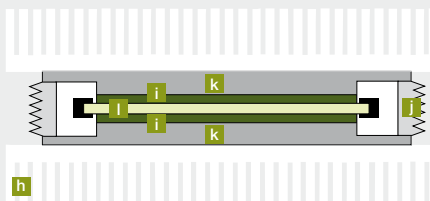
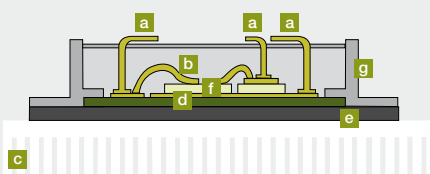
ABB est à l'origine de plusieurs technologies ayant permis à la filière de concilier ces objectifs. Celles-ci reposent sur les semi-conducteurs de puissance, qui ont récemment amené le Groupe à étendre ses capacités de production. La fabrication et le développement continu de semi-conducteurs de puissance spécialisés confortent son *leadership* technologique dans ce domaine. ABB accompagnera la filière énergétique dans le développement de réseaux flexibles, performants et fiables, grâce à des solutions novatrices basées sur des semi-conduc-

1 1 Techniques d'encapsulation

Dans un boîtier isolé, le semi-conducteur → f est isolé galvaniquement du radiateur → c. Les contacts électriques dans le module sont réalisés par fils de métallisation. En cas de défaillance du dispositif, ces fils tendent à s'évaporer, le module cessant d'être conducteur. Dans un boîtier pressé, le courant de charge pénètre par une surface → k et est évacué par l'autre. La faible résistance électrique et thermique des contacts est garantie par une forte pression mécanique exercée sur les deux surfaces. En cas de défaillance, le semi-conducteur au silicium → l et le molybdène → i fondent, et le courant peut continuer de circuler dans le module.



- a Bornes de puissance et de commande
- b Fil de métallisation
- c Radiateur
- d Céramique (en général AlN)
- e Semelle (en général AlSiC)
- f Semi-conducteur
- g Boîtier
- h Radiateur
- i Compensation CDT¹ (Mo)
- j Boîtier (céramique)
- k Cuivre
- l Semi-conducteur



La quasi-totalité des semi-conducteurs de puissance est en silicium ; néanmoins, l'optimisation poussée de cette technologie a rapproché toujours plus les performances du matériau de ses limites physiques, restreignant d'autant les potentiels d'amélioration de la filière. Par contre, la technologie des boîtiers offre encore de considérables marges de progrès.

Il existe deux grands types de boîtier pour semi-conducteurs de forte puissance : le boîtier isolé (ci-dessus à gauche) et le boîtier pressé (droite). Principale différence : dans le premier, le semi-conducteur est isolé galvaniquement du radiateur par un isolant céramique ; dans le second, le courant circule verticalement dans tout le module, y compris dans le radiateur.

Tous deux conviennent indifféremment aux transistors bipolaires à grille isolée (IGBT) et aux thyristors intégrés commutés par la gâchette (IGCT). Pourtant, dans la pratique, ces derniers ne sont proposés qu'en boîtier pressé, alors que les IGBT acceptent les deux variantes. Le boîtier isolé prédomine dans les systèmes de faible puissance, inférieurs à 1 MW pour la plupart, car le circuit électrique, moins complexe, peut être réalisé à moindre coût. Le boîtier

pressé se réserve les puissances supérieures à 10 MW. Plusieurs raisons expliquent ce partage du marché ; on en retiendra deux principales :

- Dans les systèmes de très forte puissance, les semi-conducteurs doivent être mis en parallèle et/ou en série. Les boîtiers pressés ont l'énorme avantage de permettre la connexion des modules par simple empilage avec radiateurs interposés. C'est le cas, par exemple, des stations de conversion CCHT qui peuvent associer jusqu'à 200 modules en série.
- Le boîtier pressé est obligatoire dans les applications exigeant une circulation ininterrompue du courant (convertisseur à source de courant, par exemple). En cas de défaillance du semi-conducteur, les pièces polaires métalliques fondent, garantissant un parcours de courant de faible impédance. Inversement, dans le boîtier isolé, le courant circule dans les fils de métallisation qui s'évaporent sur une impulsion de courant élevé pendant un défaut, laissant le circuit ouvert.

Note

1 Coefficient de dilatation thermique

teurs de forte puissance → 1, conçus et développés pour améliorer les performances du transport électrique.

Renouvelables

En général, c'est loin des centres urbains et industriels, dans les régions les plus reculées du globe, que l'on trouve les EnR les plus fiables (vents forts, ensoleillement intense, masses d'eau en mouvement). Or le transit de cette éner-

gie sur de longues distances, via un réseau classique en courant alternatif (CA), est parfois moins efficace, voire irréalisable pour les câbles sous-marins reliant les éoliennes implantées en pleine mer au réseau terrestre. La difficulté tient au fait que le courant alternatif oscille 50 ou 60 fois par seconde (d'où une fréquence de 50/60 Hz), quel que soit le niveau de tension (basse, moyenne, haute ou très haute). À chaque cycle, le

câble CA se charge et se décharge à la tension réseau, le courant de charge étant proportionnel à la longueur du câble. Au-delà d'une certaine distance, il augmente démesurément au point de ne plus rien laisser à la puissance utile. Pire, bien avant cette limite, le transport CA n'est plus rentable. À l'inverse, un câble à courant continu (CC) ne véhicule pas de courant de charge : la totalité du courant est donc exploitable. Pour acheminer efficacement cette puissance sur de grandes distances, avec de faibles pertes en ligne, l'une des entreprises fondatrices d'ABB, ASEA, mit au point et inaugura au début des années 1950 une liaison CC de 30 mégawatts (MW) pour relier l'île suédoise de Gotland au continent → 2. Cette première traversée sous-marine marqua son époque par sa capacité à acheminer une électricité fiable et

ABB accompagnera la filière énergétique dans le déploiement de réseaux flexibles, performants et fiables.

économique avec de faibles pertes énergétiques ; elle donna lieu à de nombreux développements technologiques d'ABB visant à pallier la fragilité des valves à vapeur de mercure, dont la fonction est de redresser et d'onduler le courant, par de robustes solutions de transport électrique à base de semi-conducteurs de puissance.

Certaines mégapoles, dont Shanghai, Delhi, Los Angeles et Sao Paulo, misent aujourd'hui sur le transport en courant continu à haute tension (CCHT) longue distance (milliers de kilomètres) pour étancher leur soif d'électricité. ABB a également à son actif plusieurs liaisons câblées sous-marines CCHT interconnectant les réseaux électriques de l'Europe de l'Ouest, tel le projet NorNed reliant la Norvège aux Pays-Bas, ou encore le couplage de parcs éoliens marins au réseau CA à terre, comme le site *offshore* le plus éloigné de la côte, *Borwin 1*, à 128 km au large de l'Allemagne, en mer

2 Pose du câble de la liaison CCHT de Gotland (1954)



du Nord. Ces prouesses technologiques sont liées au développement d'une gamme de systèmes de transport CCHT satisfaisant à une panoplie d'applications spécifiques.

CCHT classique

Ce précurseur du CCHT utilisait au départ des valves à vapeur de mercure. Aujourd'hui, la conversion de puissance fait appel à des thyristors (cf. «Semi-conducteurs: inventaire», *Revue ABB*, 3/2010, p. 27), reliés en série et assemblés en modules, chacun pouvant supporter une tension de 8,5 kilovolts (kV). Ces modules (en boîtier pressé) sont à leur tour connectés en série et empilés pour donner des valves à thyristors fonctionnant à tension maximale → 3. La fréquence de commutation de chaque thyristor, en CCHT classique, est de 50 Hz (ou 60 Hz). Ce système convient surtout au transport massif d'électricité sur des liaisons longues distances, tant terrestres que sous-marines, pour stabiliser l'interconnexion des réseaux, point faible du transport traditionnel en alternatif. Les liaisons CCHT affichent aujourd'hui de très hauts niveaux de puissance, des records de fiabilité, de faibles pertes de conversion et des équipements à moindre coût. Le CCHT jouera un rôle majeur dans l'émergence de ces réseaux du futur. ABB jouit pour cela d'une position de choix avec la capacité de produire tous les composants indispensables à leur édification: câbles, convertisseurs, transformateurs, semi-conducteurs, etc.

3 Valves à thyristors



Ultra haute tension

Depuis peu, les progrès technologiques ont ouvert la voie à des tensions de 800 kV. Ce «CCHT» inaugure un nouveau thyristor de 15 cm et 130 cm², qui porte l'intensité normale à 4 000 A, sans affecter la fréquence de commutation.

Ces innovations constituent la plus grande avancée technologique des deux dernières décennies, en termes de performance et de capacité de transit. Pour preuve, la liaison CCTHT de 2 071 km entre la centrale hydroélectrique de Xiangjiaba (sud-ouest de la Chine) et Shanghai (est) délivre 6 400 MW d'électricité «propre» à quelque 31 millions de personnes → 4.

HVDC Light®

Dans les années 1990, le CCHT classique se dote d'une version ABB *légère*, baptisée «HVDC Light», dans laquelle les gros thyristors ont cédé la place à des transistors, plus contrôlables. HVDC Light autorise aussi le transport longue distance sur des câbles sous-marins et souterrains, ou des lignes aériennes à faible impact environnemental. Elle emploie des interrupteurs à semi-conducteurs ultrarapides, commandés par la gâchette, comme les transistors bipolaires à grille isolée «IGBT» (*Insulated-Gate Bipolar Transistors*), pour réaliser les convertisseurs à source de tension (CST) modernes, pièces maîtresses du CCHT capables d'injecter ou d'absorber rapidement de la puissance réactive. Leur remarquable capacité à stabiliser la tension alternative aux bornes a fait de cette technologie la parade idéale pour

4 Liaison CCTHT de 2 071 km reliant Xiangjiaba à Shanghai.



5 Module d'IGBT StakPak™

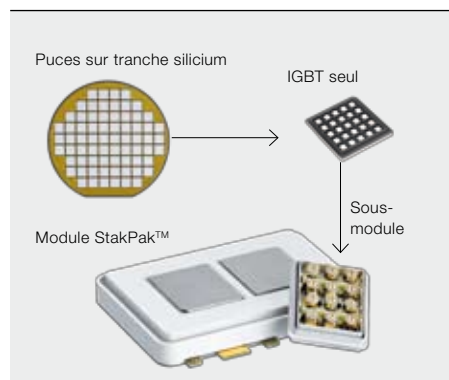


ABB a installé plusieurs interconnexions sous-marines CCHT entre divers réseaux électriques de l'Europe de l'Ouest, telle la liaison NorNed de 580 km reliant la Norvège aux Pays-Bas.



les parcs éoliens souffrant de graves perturbations de tension générées par les turbulences et les fluctuations de la vitesse du vent. Par son exceptionnelle souplesse et précision de commande, HVDC Light s'impose de plus en plus dans le raccordement des plates-formes pétrogazières à la côte et l'interconnexion des réseaux électriques.

Au demeurant, HVDC Light doit surtout sa maniabilité à ses assemblages d'IGBT. Comme les thyristors, ces composants peuvent être raccordés en série pour élever les niveaux de tension.

Néanmoins, à la différence de leurs prédécesseurs commandés par un courant de gâchette, les IGBT se contentent d'un faible signal de tension pour com-

200 Hz et 1 kHz maxi. Ce mode d'assemblage des IGBT donne un convertisseur électronique de puissance compact et très maniable pour stabiliser la tension, même dans les parties de réseau dépourvues de sources d'énergie complémentaires. La première installation HVDC Light remonte à 1997 avec la liaison Hällsjön-Grängesberg de 10 kV, à laquelle ont succédé de nombreuses stations de conversion; la plus importante peut aujourd'hui bloquer 4 000 A maxi en régime normal et supporter près de 18 kA en court-circuit → 7.

Transport flexible en courant alternatif

Le transport CA a toujours été confronté à des problèmes de puissance réactive. Cette composante de la puissance en alternatif est consommée par les condensateurs, transformateurs et moteurs asynchrones qui jalonnent le réseau CA. Ces appareils sont responsables de pertes électriques dues à la production de champs magnétiques (par les éléments inductifs du réseau) ou électriques (éléments capacitifs) qui font chuter la puissance utile (cf. *Revue ABB*, 3/2009, p. 35). On y remédie en commutant automatiquement des dispositifs de compensation de puissance réactive, tels que des batteries de condensateurs → 8 qui élèvent la tension réseau, en présence de charges inductives, ou des inductances qui consomment l'énergie réactive du

ABB occupe une position de choix dans l'édification des réseaux du futur avec la capacité de produire tous leurs composants clés, des câbles, convertisseurs et transformateurs aux semi-conducteurs de puissance.

muter. La réalisation d'un HVDC Light de 300 MW nécessite 6 000 modules StakPak → 5 connectés en série, alignant quelque 200 000 IGBT → 6; chaque StakPak intègre 2, 4 ou 6 sous-modules. La fréquence de commutation de l'IGBT, réglable en fonction de l'application, est normalement comprise entre environ

Liaisons	Stations de conversion	Mise en service
1 Hällsjön	2	1997
2 Hagfors (SVC)	1	1999
3 Gotland	2	1999
4 Directlink	6	2000
5 Tjæreborg	2	2002
6 Eagle Pass	2	2000
7 Moselstahlwerke (SVC)	1	2000
8 Cross Sound Cable	2	2002
9 Murraylink	2	2002
10 Polarit (SVC)	1	2002
11 Evron (SVC)	1	2003
12 Troll A	4	2005
13 Holly (SVC)	1	2004
14 Estlink	2	2006
15 Ameristeel (SVC)	1	2006
16 ZPSS (SVC)	1	2006
17 Mesnay (SVC)	1	2008
18 Martham (SVC)	1	2009
19 Liepajas (SVC)	1	2009
20 Siam Yamato (SVC)	1	2009
21 BorWin 1 (Nord E.ON 1)	2	2010
22 Caprivi Link	2	2010
23 Valhall	2	2010
24 Liepajas Metalurgs (SVC)	1	2010
25 Danieli – GHC2 (SVC)	1	2011
26 Danieli – UNI Steel (SVC)	1	2011
27 EWIP	2	2012

système (exprimée en VAR) et abaissent la tension réseau, sous charges capacitives. Faute de compensation locale de la puissance réactive, celle-ci se propage dans les lignes de transport, déstabilisant le réseau au risque d'engendrer la coupure d'alimentation totale. L'appellation «FACTS» regroupe un ensemble de technologies et d'équipements visant à renforcer la sécurité, la performance et la flexibilité du transport électrique sur les lignes existantes et nouvelles; ces dispositifs se raccordent en série avec le circuit à compenser, comme le condensateur «TCSC» (*Thyristor-Controlled Series Capacitor*) ou l'inductance «TCSR» (*Thyristor-Controlled Series Reactor*), tous deux commandés par thyristors, ou en parallèle, comme le traditionnel compensateur statique «SVC» (*Static Var Compensator*) et son successeur synchrone «STATCOM» (*STATic COMPensator*). Ces équipements optimisent le transfert d'énergie et stabilisent la tension en compensant le réactif avec des semi-conducteurs de puissance.

8 Batterie de condensateurs



Compensation série

Les thyristors peuvent servir à commuter automatiquement des condensateurs (par des TCSC) ou des inductances (TCSR) pour stabiliser la tension. Les premiers se prêtent tout particulièrement à l'interconnexion des grands réseaux de transport : au Brésil, par exemple, l'énergéticien Eletronorte exploite depuis le printemps 1999 un TCSC et cinq condensateurs série fixes d'ABB au point de jonction en 500 kV de ses réseaux nord et sud → 9. ABB a installé près de 1 100 MVar de condensateurs série assurant la stabilité dynamique des deux systèmes raccordés.

Compensation statique

En CCHT classique comme en CCTHT, il faut recourir à des compensateurs statiques, au point de raccordement avec le réseau CA, pour injecter ou absorber du réactif. La raison en est que les liaisons CCHT ne peuvent transmettre que de la puissance active, barrant la route au réactif. Si cette barrière naturelle a l'avantage d'éviter, par effet domino, l'écoulement de réactif dans tout le réseau et le risque d'écroulement de tension et de panne générale, elle a aussi l'inconvénient de réduire les sources disponibles de puissance réactive. Pour combler ce déficit, il faut installer des SVC au point de jonction avec le CCHT afin de stabiliser le réseau à l'aide d'un dispositif local de consommation ou de production de réactif.

Les réseaux interconnectés qui favorisent les échanges d'énergie électrique transfrontaliers ont leur revers : une vulnérabilité accrue aux pannes en cascade. L'intérêt d'utiliser des systèmes CCHT pour relier les réseaux CA est double : on

9 Compensateurs série à thyristors (Imperatriz, Brésil)



l'a vu, ils font obstacle au transit de réactif mais permettent aussi de raccorder les grandes artères fonctionnant à des fréquences différentes et/ou des réseaux de même fréquence nominale mais sans relation de phase fixe (non synchrones) ; ces connexions se contentent d'une petite station CCHT dos à dos, regroupant onduleurs et redresseurs statiques dans le même bâtiment.

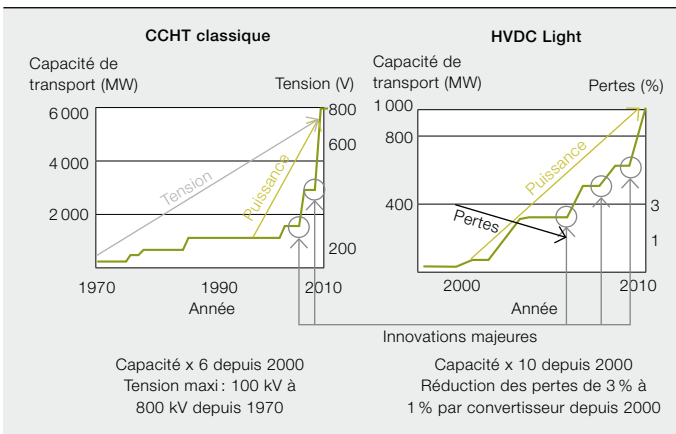
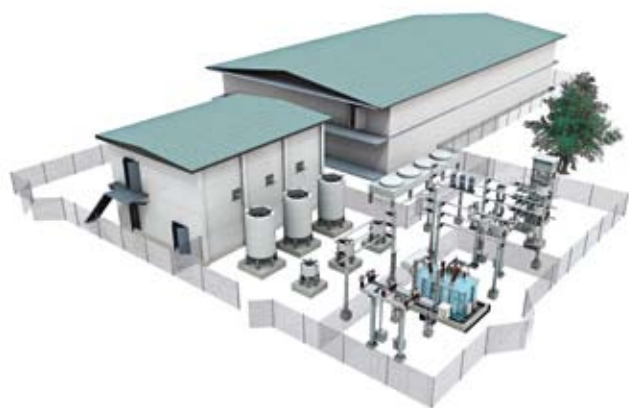
Compensation statique synchrone

Comme HVDC Light, SVC Light® s'appuie sur des IGBT pour remplir les fonctions de convertisseur à source de tension et de compensation rapide de la puissance réactive. C'est un compensateur statique synchrone (STATCOM), fonctionnellement assimilable à un SVC classique, à la différence près qu'il est bâti sur un CST et non des thyristors. Ses IGBT sont des modules StakPak reliés en série pour obtenir la tension requise → 10 ; leur commande plus pointue améliore la qualité du courant en atténuant les variations de tension du fait de charges très fluctuantes, comme les fours à arc, particulièrement gourmands en énergie active et réactive. Pour vite compenser ces appels variables de réactif, il faut un dispositif tout aussi véloce ! Les IGBT de dernière génération ont cette réactivité. Grâce à ces semi-conducteurs à amorçage et blocage commandables, aptes à gérer de fortes puissances, SVC Light peut répondre à la très grande dynamique des exigences de puissance réactive dans le réseau, de quelques dizaines à plus de 100 MVA.

10 Modules StakPak de SVC Light®



La nécessité de monter en puissance pour subvenir aux besoins du véhicule électrique et d'affiner la gestion de la demande ajoutera à la complexité tout en créant l'impulsion pour déployer des réseaux plus réactifs, plus souples et plus fiables.



La solution SVC Light à stockage d'énergie assure la régulation dynamique et indépendante des puissances active et réactive transitant dans le réseau.

SVC Light® et stockage d'énergie

L'accroissement de la part des EnR dans le mix énergétique accentue le risque d'instabilité du réseau. Pour renforcer sa stabilité et sa fiabilité, la dernière innovation d'ABB en matière de FACTS est un SVC Light à stockage dynamique d'énergie → 11 sur batteries lithium-ion. Ce nouveau dispositif peut fournir non seulement du réactif, tout comme un SVC Light ordinaire, mais aussi de la puissance active, se substituant ainsi aux dispositifs de soutien des réseaux de transport et de distribution pour maîtriser les pointes de consommation. À l'heure actuelle, il affiche une puissance assignée et une capacité de stockage avoisinant couramment 20 MW sur environ 15 à 45 min ; et les 50 MW durant 60 min sont d'ores et déjà à la portée de cette technologie.

Contrôle-commande informatisé MACH2™

L'électronique de puissance appliquée aux réseaux électriques est un moyen de bien gérer l'intensité et le sens du transit d'énergie. Des outils efficaces d'analyse, de protection et de conduite des liaisons CCHT ont été créés pour préserver et maximiser la performance des réseaux ; MACH2™ d'ABB en fait partie. Il intervient aujourd'hui dans la compensation de puissance réactive, le CCHT classique, SVC Light et d'autres applications pour commander la commutation très rapide et précise des semi-conducteurs en vue d'une régulation fine de la tension et de la puissance.

Les réseaux électriques du XXI^e siècle exigent un haut niveau de sophistication pour garantir la stabilité, la ponctualité et la fiabilité de la fourniture, malgré l'intermittence des EnR (éolien, solaire, énergie des vagues et des marées). Pour

alléger le poids de ces nouvelles contraintes, l'électronique de puissance multiplie les innovations et améliore sans cesse les performances des composants qui bâtiront les réseaux d'aujourd'hui et de demain.

Les solutions CCHT classique et HVDC Light ont connu une progression rapide au cours des dix dernières années → 12. Leur percée se poursuivra dans des projets visionnaires, tels Desertec, et dans l'avènement du transport électrique en courant continu.

Claes Ryttoft

ABB Power Systems
Zurich (Suisse)
claes.ryttoft@ch.abb.com

Peter Lundberg

ABB Grid Systems
Västerås (Suède)
peter.lundberg@se.abb.com

Harmeet Bawa

ABB Power Products and Power Systems
Zurich (Suisse)
harmeet.bawa@ch.abb.com

Mark Curtis

Communication ABB
Zurich (Suisse)
mark.curtis@ch.abb.com