

Procès-verbal Users' Group – Réunion Plénière du 28/03/2013

Présents : B. Van Der Spiegel (FEBELIEC)
N. Laumont (EDORA)
F. Van Gijzeghem (ODE)
C. Adams (FOD-SPF Economie-Energie)
J. Matthys-Donnadieu (Belpex)
D. Vangulick (ORES)
B. Gouverneur (Synergrid)
H. Vandersyppe (FEBEG)
B. Massin (EFET)
S. Harlem (FEBEG)
B. De Wispelaere (FEBEG)
G. Meynkens (FEBELIEC)

F. Vandenberghe, D. Zenner, I. Gerkens (Elia)
E. Spire, W. Michiels, P. Fonck, P.-J. Marsboom (partiellement, Elia)

Excusés: J.-P. Becret (GABE)
W. Aertsens (FEBELIEC)
J.P. Boydens (COGEN)
P. Claes (FEBELIEC)
T. de Waal (FEBEG)
T. Deheegher (VWEA)
W. Gommeren (AGORIA)
J. Hensmans (FOD-SPF Economie-Energie)
A. Vermeylen (BOP)

AGENDA

1. Approbation du process-verbal de la précédente réunion (06/12/2012)
2. WG System Operation
 - a) Feedback du WG 27/02/2013
 - b) Winter Review 2012-2013
 - c) ENTSO-E Network Codes
 - a. NC LFC&R (Load Frequency Control & Reserves)
 - b. NC OPS (Operational Planning & Scheduling)
 - d) Présentation "Solar forecasting"
3. TF Balancing - Feedback des réunions 11/01/2013 & 01/03/2013
4. WG EMD
 - a) Feedback du WG 15/03/2013
 - b) Projet CWE flow-based market coupling – état des lieux et premiers résultats du 'parallel run'
5. WG Belgian Grid - Feedback du WG 11/03/2013
6. Divers
 - a) Information sur le processus tarifaire
 - b) Résultats Customer Survey 2012

c) Médias sociaux & Users' Group

PROCES-VERBAL

1. Accueil

Frank Vandenberghe, président du Users' Group, souhaite la bienvenue aux membres du Users' Group.

Il attire l'attention sur le fait que dorénavant les réunions du Users' Group Plénaire débuteront à 14h. Les prochaines invitations aux membres rappelleront ce changement d'horaire.

2. Approbation du procès-verbal de la réunion précédente (06/12/2012)

Le procès-verbal de la réunion du 06/12/2012 est approuvé par le Users' Group moyennant l'intégration d'un complément au point 11 « Quick wins aan het Federaal Technisch Reglement », proposé par FEBEG.

3. Feedback WG System Operation

Wim Michiels, président du WG System Operation, rend compte des travaux en WG System Operation le 27/02/2013. Il met l'accent sur les résultats de l'analyse de l'hiver 2012-2013 (v. présentation « Winter Review 2012-2013 ») et sur l'état d'avancement des codes de réseau en cours de réalisation par Entso-e, qui sont suivis par le WG System Operation (v. présentations « ENTSO-E Network Codes » et « NC LFC&R »).

3.1. Winter Review 2012-2013

Les résultats de l'analyse de l'hiver 2012-2013 montrent que, conformément aux prévisions, la Belgique a dépendu structurellement de l'étranger pour son approvisionnement. Dans la période entre le 1^{er} novembre et fin janvier, 1 jour sur 3 l'importation maximale journalière était supérieure à 3000MW. Cette situation s'explique en partie pour des raisons économiques, étant donné le coût de production inférieur à l'étranger, et au fait que la France est restée globalement exportatrice, même lors de la période de froid de janvier (W4). Quelques jours d'incompressibilité, avec export de la production renouvelable belge, ont été observés lors des congés de fin d'année. Les 11 et 17 janvier 2013 ont été délicats : le 11/1, en raison d'un incident survenu sur une unité nucléaire, et le 17/1, vu la combinaison d'une période de froid et d'incidents sur plusieurs unités de production. Ce jour-là, Elia a activé l'ensemble de ses réserves et n'avait plus de marge en cas de nouvel incident.

De manière générale, Elia a limité les risques découlant de l'indisponibilité provisoire des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2, grâce à une préparation détaillée (voir slides) avant la période d'hiver, avec les GRDs, les différents acteurs du marché, les autorités et les gestionnaires de réseau de transport voisins. Un facteur important était aussi que la vague de froide était limitée à la moitié Nord de la France, ce qui a permis à celle-ci de rester exportatrice. Ainsi il a été possible d'importer de l'énergie tant depuis la frontière nord que depuis celle du sud.

Un représentant de FEBEG souligne l'usage limité des unités STEG, vu leur faible rentabilité en Belgique, et l'effet sur les importations. La représentante d'EDORA demande si les risques courus le 17 janvier ne pourraient pas être réduits, en

diminuant des importations élevées et en faisant démarrer des unités situées dans la zone de réglage.

Le président du Users' Group précise que, dès identification de l'imminence de ce type de situation, Elia fait activer l'ensemble des moyens de production rapides disponibles en Belgique et permet l'import maximum selon les capacités du réseau.

Certains membres du Users' Group relèvent que la presse a évoqué une situation de « presque blackout » le 17 janvier. Elia nuance cette vision, même si le réseau était proche de ses limites : le système d'information sur la situation de pénurie, mis à disposition sur le site web d'Elia, est resté vert même ce jour-là. Durant toute la période hivernale, Elia a suivi la situation de près, en particulier les risques de pénurie. Le 17 janvier, seules quelques unités de production étaient à l'arrêt avant et pendant le pic du soir car Elia avait activé toutes les réserves.

Le représentant du SPF Économie souligne que la procédure d'urgence a bien été organisée entre les autorités et Elia, et permet de mettre en place les mesures nécessaires, en fonction du type d'alerte. Si les unités nucléaires Doel 3 et Tihange 2 restent indisponibles, il faudrait revoir les plans de fermeture des autres unités. Le plan Wathélet prévoit l'accueil de nouvelles unités mais celles-ci ne seront pas disponibles avant 2018.

Quant à l'hiver 2013-2014, les pics de consommation pourraient être difficiles à gérer en cas de situation extrême (températures basses et importante indisponibilité imprévue d'unités de production), surtout si l'indisponibilité provisoire des centrales nucléaires devait se poursuivre.

3.2. Etat des lieux des Network Codes « System Operation »

Le président du WG System Operation présente l'état d'avancement des codes de réseau en cours de réalisation par Entso-e, qui sont suivis par le WG System Operation. Il s'agit des Network Codes OPS (« Operational Planning & Scheduling ») et LFC&R (« Load Frequency Control & Reserves »).

Il relève que le Network Code OPS a pour but essentiel d'uniformiser les concepts sur l'ensemble de la zone synchrone. Le volet « outage coordination » de ce Code aura peu d'impact sur la zone de réglage belge: il s'appliquera seulement aux « Relevant Assets », définis selon une méthodologie unique sur toute la zone synchrone. En pratique, cela concernera les unités de production soumises au contrat CIPU et les futures interconnexions avec l'Allemagne et l'Angleterre (les projets Nemo et Alegro).

Un représentant de FEBELIEC demande confirmation que cela ne concernera pas les grands consommateurs, qui seraient pourtant qualifiés de « significant grid users ». Selon Elia, la méthodologie permettant de définir les infrastructures soumises à ce régime n'est pas encore finalisée et doit encore être approuvée par ACER. Une évaluation définitive pourra être réalisée à ce moment, mais il semble en effet à première vue que ni la demande belge, ni la distribution ne sont concernées.

Le représentant d'ORES propose que le WG System Operation traite aussi le Network Code « Operational Security ». Ce Code sera donc présenté à la prochaine réunion du WG System Operation.

Quant au Network Code LFC&R, le président du WG System Operation en dresse l'état d'avancement : la consultation publique du Code étant achevée, Entso-e en est au stade des discussions avec les stakeholders. La version finale du texte sera soumise à ACER durant l'été. Le président du WG System Operation attire l'attention sur la

nouvelle terminologie utilisée par ce Code, pour la qualification des réserves auxiliaires. Le Code fixe les limites nécessaires pour garantir une gestion sûre du système, assurer une quantité suffisante de réserves et une bonne répartition de celles-ci.

En réponse à une question de Belpex, Elia précise que le Code n'excluera pas une réservation de capacité transfrontalière pour des réserves, même si cette possibilité sera très encadrée.

A la demande d'un représentant de FEBELIEC, Elia précise la différence entre « exchange of reserves » et « share of reserves ». Le premier concept couvre le cas de réserves produites à l'étranger, auxquelles un autre TSO fait appel, alors que le second vise les réserves communes à plusieurs zones de réglages, qui peuvent être utilisées selon certaines conditions par chaque TSO membre de ce 'pool'. Dans le second cas, la quantité globale des réserves diminue donc pour les zones participant à cette mise en commun. Le Users' Group relève que ces nouveaux mécanismes auront des conséquences sur le règlement technique fédéral, qui devra être revu sur ces points, une fois que ces Networks Codes entreront en vigueur.

Un représentant de FEBEG souligne que sa fédération a de nombreuses remarques sur les Networks Codes « Requirements for Generators » et « Demand Connexion ». Ces Codes étant suivis en WG Belgian Grid, ce point sera mis à l'agenda de la prochaine réunion de ce WG (le 28/05).

3.3. Belgian Solar Forecasting 2013-2014

Elia présente le récent outil de prévision "Solar forecasting" (v. présentation « Belgian Solar Forecasting 2012-2013 »). Cet outil vient compléter un autre outil développé en 2012, qui prévoit et mesure la production éolienne agrégée. La capacité solaire photovoltaïque installée en Belgique, étudiée par le nouvel outil de prévision d'Elia, s'élève à actuellement à 2.502 MWp et sera mis à jour de manière systématique régulièrement.

Elia met à disposition des acteurs du marché des prévisions day(s)-ahead & intraday agrégées de la production d'énergie solaire réelle à partir d'installations PV en Belgique (voir <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/Solar-power-generation-data/Graph>). À cela s'ajoute une estimation en temps réel (sur base du ¼h) de la production effective. En s'aidant de filtres (niveau provincial, régional ou national), l'utilisateur peut cibler sa recherche sur différentes régions. Une représentation cartographique vient étayer le tout ; il est possible de télécharger les données historiques relatives à une période ou un mois.

Le suivi en temps réel des estimations agrégées aide les ARPs à maintenir l'équilibre de leur portefeuille en temps réel. Elia soutient donc les efforts des acteurs de marché en termes de prévision de la production intermittente, d'investissements dans la flexibilité, et de proactivité sur les marchés.

Interrogés par un représentant de FEBELIEC, plusieurs représentants de FEBEG soulignent l'importance de ce type d'outil pour les ARPs : il permet de suivre les périmètres d'équilibre et d'évaluer l'impact de la production photovoltaïque sur la position de leurs clients même lorsqu'ils sont situés en distribution.

Ils suivent aussi de près le projet de publication de l'infeed au niveau distribution, dont le lancement est prévu en octobre. En effet, un ARP ayant beaucoup de clients résidentiels avec production photovoltaïque sera fortement impacté et risque de payer pour le déséquilibre qui apparaîtra lors du processus d'allocation. La consommation des clients peut être en effet fortement réduite par rapport aux prévisions de l'ARP, basées sur des courbes SLP standards. Ce risque existe même si le déséquilibre observé en

distribution est globalisé et le 'résidu' réparti sur l'ensemble des ARPs, en fonction du volume d'infeed. FEBEG mentionne que la plateforme Atrias travaille actuellement à créer de nouvelles courbes de production photovoltaïque, les « SPP ».

Elia relève que les ARPs peuvent également aider à l'équilibre global de la zone belge, dans certains cas précis, et que le tarif est construit de manière à ce qu'ils ne soient pas pénalisés lorsqu'ils sont bien coordonnés avec la position de la zone. Ce processus sera clarifié dans le contrat d'ARP et présenté en TF Balancing du 17 avril.

Un représentant de FEBELIEC remarque que ces volumes devraient également être proposés à Belpex en J-1. Elia exprime des doutes à ce sujet, vu que le balancing devrait, par définition, couvrir les éléments inconnus en J-1.

FEBELIEC se demande aussi comment les fournisseurs et ARPs pourraient identifier les consommateurs disposant de production photovoltaïque, si la distribution de certificats verts venait à stopper. Le représentant de SYNERGRID rappelle qu'il existe une obligation de déclarer la pose de panneaux photovoltaïques à son GRD, indépendamment du processus de certificats verts. Cette difficulté existe plutôt pour les micro-unités de cogénération.

4. Feedback Task Force Balancing

Emeline Spire, présidente de la TF Balancing, présente l'état des lieux des travaux entrepris lors des réunions des 11 janvier et 1^{er} mars 2013 (v. présentation « Feedback from TF Balancing »).

La première session d'informations générales sur le 'balancing' (27/3) a rencontré un très grand succès. Une prochaine session est prévue en juin, qui pourrait être suivie par d'autres si nécessaire.

Concernant l'étude Elia-TenneT sur le 'balancing cross-border' et la session de travail organisée avec les acteurs de marché, l'étude pilote a montré que, si les marchés respectifs de balancing sont à première vue assez proches, les produits divergent dans les détails. En pratique, Elia et TenneT ont déjà exploité les synergies qui pouvaient être facilement mises en commun (pooling de 300MW de réserve tertiaire, netting des imbalances via le mécanisme IGCC). Pour créer d'autres synergies, il faudrait d'abord harmoniser en profondeur les marchés de balancing. Etant donné ce constat, aucun projet concret n'a été décidé à ce stade.

La TF Balancing a également lancé une enquête auprès de ses membres sur les besoins d'amélioration des publications de données de balancing. Les résultats de cette consultation permettront d'établir des priorités de travail.

La TF Balancing discute aussi du nouveau concept de 'Aggregated Virtual Plant', qui permet déjà, en anticipation du Bid Ladder, la participation au balancing des agrégats de charges ou de petites injections, dans le cadre du contrat CIPU.

Un Expert Group a débuté l'examen des éléments contractuels et pratiques résultant de la fourniture de services auxiliaires à Elia par des clients situés en distribution. Dans ce cadre, il a analysé le retour d'expérience du projet pilote REstore et démarré une discussion sur le R3 Dynamic Profile. Il s'agit d'un nouveau produit innovant, qui sera proposé dès 2014 au marché, dans lequel le périmètre de l'ARP n'est pas corrigé en cas d'activation et dans lequel l'ARP est rémunéré par le prix de déséquilibre positif ; quant au BSP (Balancing Service Provider), il est payé en 'capacity only'.

La TF Balancing permet aux acteurs de marché d'échanger leurs points de vue sur des questions fondamentales de design de marché. Plusieurs représentants de FEBEG soulignent la complexité des relations entre ARP et BSP et de leurs rôles respectifs dans la capture de la flexibilité résiduelle, afin de l'offrir au marché de balancing. Par exemple, comme relevé par des représentants de FEBELIEC et de FEBEG, est-ce qu'un BSP peut proposer des services auxiliaires de 'load shedding' sans en informer ou obtenir l'accord de l'ARP responsable de ce point d'accès ? Cela implique l'organisation d'un flux d'information entre ces deux acteurs du marché, afin d'optimiser le processus d'activation du produit et éviter, par exemple, que le déséquilibre du périmètre ne soit compensé par l'ARP concerné.

Le président du Users' Group relève que les discussions en TF Balancing seront riches d'enseignements et permettront de finaliser le design de ce produit.

Un représentant de FEBEG relève que, vu l'importance des sujets discutés en TF Balancing et en Expert Group, les membres devraient disposer de suffisamment de temps pour étudier les propositions et y réagir. L'organisation pratique de ces travaux en tiendra compte, dans la mesure du possible.

5. Feedback WG European Market Design

Pascale Fonck, présidente du WG European Market Design, rapporte les discussions de la réunion du 15 mars 2013 (v. présentation « Feedback WG European Market Design »). Elle donne l'état d'avancement de trois projets européens suivis par le WG EMD : le projet NWE Day-ahead, le projet NWE Intraday et le projet CWE Flow-Based Market Coupling.

Dans le projet NWE Day-ahead, les experts sont en train d'analyser les résultats de la consultation de marché de février, qui portait sur la détermination des procédures de marché et les attentes des acteurs de marché en la matière. Le lancement du couplage des marchés dans la région NWE est prévu pour novembre 2013.

S'agissant du projet Flow Based Market Coupling, le Users' Group reçoit les premiers résultats de l'exercice de « l'external parallel run ».

Depuis le 21 février 2013, les résultats de l'application de la méthodologie « flow-based » sont publiés sur le site web de CASC. Ces résultats sont publiés dans deux variantes : la variante « flow-based intuitive » et la variante « plain flow-based », dès lors que le projet n'a pas encore fixé la variante qui sera d'application après le go-live. Cette simulation grandeur nature permet tant aux TSOs qu'aux acteurs de marché de s'initier au fonctionnement et à l'utilisation du Flow Based Market Coupling. Le site web de CASC met également à disposition un outil permettant d'identifier les éléments contraignants des réseaux.

On constate que des résultats représentatifs des simulations sont disponibles pour la majeure partie des journées depuis le début de l'année. L'absence de résultats durant quelques jours d'affilée résulte de l'environnement de simulation dans lequel travaillent actuellement les opérateurs. Ceci ne devrait pas perdurer lorsque les outils industriels seront implémentés.

Il apparaît que le Flow-Based Market Coupling permet d'augmenter le « market welfare » global, en comparaison avec la méthode actuelle d'allocation des capacités. L'usage de la capacité des réseaux est en effet optimisé en mode Flow Based, grâce à la modélisation plus fine des contraintes de réseau. Les écarts de prix diminuent également entre les pays, en amplitude et dans leur fréquence. Sur la période de simulation disponible, on observe également une diminution du prix de l'électricité sur

le marché belge. La rente de congestion aux TSOs diminue aussi, au bénéfice des consommateurs et producteurs.

Une consultation sera lancée en mai vers les acteurs de marché sur ces nouvelles méthodologies et procédures. Le projet CWE anime également un Users' Group du Flow Based Market Coupling, qui aidera à récolter les commentaires des acteurs de marché, afin de préparer les documents officiels d'approbation. Les régulateurs concernés recevront ensuite une demande d'approbation formelle du processus Flow Based. Le Flow Based Market Coupling démarrera dès que le NWE DA sera lancé et considéré comme suffisamment stable ; la période cible est Q1 2014.

Les membres du Users' Group demandent que le WG European Market Design se réunisse durant la période de consultation, afin de préparer au mieux leurs commentaires.

Le représentant de SYNERGRID demande si l'algorithme utilisé en mode Flow Based permet d'identifier les éléments de réseaux plus sensibles aux congestions. D'après Elia, c'est effectivement le cas. Cet outil va donc permettre également d'identifier les endroits éventuels où des renforcements des réseaux s'indiquent.

6. Feedback WG Belgian Grid

David Zenner, nouveau président du WG Belgian Grid, présente les résultats de la réunion du 11 mars 2013 (v. présentation « Feedback WG Belgian Grid »).

La mise à jour du code de sauvegarde a été présentée en WG Belgian Grid. Le code de sauvegarde contient à présent une nouvelle procédure en cas de pénurie. Ce code doit intervenir pour éviter l'effondrement du réseau et la mise en œuvre du plan de reconstitution du réseau. Il a été soumis au ministre fin 2012 et début 2013 à la CREG. Il sera aussi communiqué aux clients, au titre de nouvelle annexe 10 au contrat de raccordement.

Elia a également proposé au WG Belgian Grid un nouveau concept de 'raccordement partagé', qui recouvre des situations complexes, souvent historiques, où un raccordement est partagé entre deux ou plusieurs utilisateurs du réseau Elia.

Les éléments spécifiques du concept de raccordement partagé seront repris dans une nouvelle annexe 11 au contrat de raccordement, dont le projet sera présenté à la prochaine réunion du WG Belgian Grid. Ensuite, cette nouvelle annexe sera communiquée aux régulateurs pour adaptation du contrat de raccordement. Elia propose aussi de compléter l'article 102 du Règlement Technique Transport pour y intégrer cette nouvelle notion.

Elia a présenté l'état d'avancement du projet de règlement technique relatif au réseau de transport régional flamand, tel que mis en consultation publique en février 2013 par la VREG. La discussion en WG Belgian Grid avait notamment porté sur la pertinence d'intégrer dès à présent des prescriptions du futur Network Code « Requirements for Generators », qui n'est pas encore formellement adopté au niveau européen.

L'agenda de travail a aussi été fixé pour 2013 ; il porte sur un grand nombre de sujets et est assez ambitieux. A la demande de la majeure partie des membres du WG Belgian Grid, Elia a proposé de démarrer un trajet d'analyse globale du règlement technique au second semestre 2013.

A la demande d'un représentant de FEBEG, le président du Users' Group précise que la proposition de modifications des articles 1 et 16 du contrat d'accès a été envoyée

formellement début mars aux 4 régulateurs. Elia communiquera aux membres du Users' Group les résultats de cette demande de modification.

7. Divers

7.1. Information sur le processus tarifaire

Le président du Users' Group rappelle que le Users' Group n'est pas consulté formellement en matière tarifaire mais qu'Elia l'informe quand cela est possible. Elia a pris connaissance des positions des différents acteurs du marché et tente d'en tenir compte dans la mesure du possible, pour construire des tarifs équilibrés et qui intègrent les conséquences de l'arrêt d'annulation.

S'agissant de la procédure tarifaire elle-même, le président du Users' Group précise que, avant qu'Elia puisse présenter sa nouvelle proposition tarifaire à la CREG, la CREG doit publier la nouvelle version de sa méthodologie tarifaire provisoire. La procédure de consultation de ces règles vient de se clôturer. Le processus d'élaboration des prochains tarifs est donc susceptible de durer jusqu'à mi-mai, moment où Elia espère disposer d'une décision définitive de la CREG sur la proposition tarifaire. La publication des nouveaux tarifs devrait survenir fin mai.

Ces nouveaux tarifs géreront aussi l'impact pour 2013 de l'annulation des tarifs, notamment par un réajustement des tarifs entre les différents groupes de clients pour la seconde partie de l'année.

Un représentant de FEBEG relève que, s'agissant du tarif d'injection, il faudrait réaliser une comparaison avec d'autres régimes européens. Pour le président du Users' Group, la décision de la CREG devra être motivée et devrait répondre à ce genre de préoccupations.

Le représentant de FEBEG manifeste aussi son inquiétude quant au timing de communication des tarifs, qui interviendra au mieux quelques semaines avant leur mise en œuvre. Le président du Users' Group rappelle que ce souci est bien connu de la CREG et d'Elia mais que prévoir une période tarifaire transitoire serait trop risqué et augmenterait l'instabilité des tarifs et les difficultés lors des clôtures financières.

7.2. Résultats de la 'Customer Survey 2012'

Le président du WG Belgian Grid présente les résultats de la récente enquête de satisfaction des clients, réalisée courant 2012 (v. présentation « Klantentevredenheid Elia 2012 »). Globalement, le niveau de satisfaction des clients Elia reste stable et satisfaisant, supérieur à celui d'autres entreprises d'utilité publique comparables. On peut également noter que le score relatif à la transparence d'Elia s'est fortement amélioré depuis la précédente enquête de 2009.

Par contre, l'enquête a mis en évidence que le Users' Group reste méconnu des clients d'Elia. Seul un tiers des clients considère qu'il reçoit assez d'informations de ses représentants en Users' Group et se sent bien représenté par le Users' Group.

Le président du Users' Group propose aux membres du Users' Group de mener un trajet de réflexion sur le sujet et apporte son soutien aux fédérations dans ce contexte. Elia est déjà très souple quand à la participation des membres des fédérations aux travaux du Users' Group et alimente autant que possible les pages web du Users' Group.

7.3. Social media ESN Platform & Users' Group

Afin d'améliorer le mode de fonctionnement du Users' Group et l'efficacité de ces travaux, Elia propose de développer l'utilisation des médias sociaux pour mieux collaborer avec les membres du Users' Group. Ceci permettrait aussi d'augmenter la visibilité du Users' Group auprès des membres des fédérations et des clients Elia en général, pour répondre aux préoccupations identifiées dans l'enquête de satisfaction.

Le sujet a déjà été abordé en WG Belgian Grid. Ce WG propose de retenir deux axes de travail : un extranet avec accès limité et une plateforme de discussion virtuelle, avec accès plus ou moins large selon les sujets abordés. En pratique, l'outil devrait permettre de partager en ligne des documents et de disposer d'un espace de travail virtuel sur des thèmes précis.

Les membres du Users' Group semblent intéressés ; ils suggèrent de débiter cette nouvelle approche de travail avec le trajet d'analyse du règlement technique.

* * *

Date de la prochaine réunion

Elia, Boulevard de l'Empereur 20, local 0.20
20/06/2013, à 14h00