

OBSERVATIONS TRANSMISES DE LA CONSULTATION PUBLIQUE DU 27 JANVIER 2020 AU 28 FÉVRIER 2020

**PORTANT SUR LA VERSION 4.44 DU CODE DE DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL AU GRAND-DUCHÉ DE
LUXEMBOURG**

LUXEMBOURG, LE 12 MARS 2020

SECTEUR GAZ NATUREL

Le présent document reprend les contributions transmises dans le cadre de la consultation publique du 27 janvier 2020 au 28 février 2020 portant sur la version 4.44 du code de distribution du gaz naturel au Grand-Duché de Luxembourg.

L'Institut a reçu quatre contributions dans le cadre de cette consultation. L'une de ces contributions a été adressée à l'Institut à titre confidentiel et n'est pas reprise dans le présent document. Les passages indiqués par les parties intéressées comme étant confidentiels ne sont pas publiés.

Contribution de la société Creos Luxembourg S.A.

Reçue via courrier électronique le 19 février 2020 à 10 :29

Sehr geehrte Damen und Herren,
für uns sind alle Anpassungen zum 04.05.2020 umsetzbar, mit einer Ausnahme:
Den nachfolgenden rot gekennzeichneten Punkt würden wir gerne in die Version 4.5 verschieben.

Herzlichen Dank,
Sebastian Boos

dates, afin d'assurer une utilisation harmonisée de la part de tous les acteurs du marché.

- Si un fournisseur fournit un grand nombre de points de comptage dans un réseau, la liste d'état mensuelle, qui reflète les principales informations relatives à tous les points de comptage du fournisseur peut désormais être envoyée en plusieurs parties-. La nomenclature de la série de message relative au même fournisseur a été définie. De plus, il a été ajouté une description des types de compteurs (chapitre 15.3.1.6)
- Il a été ajouté un chapitre 15.3.1.7 décrivant le message utilisé par le GRD pour envoyer au fournisseur, le 12ième jour du mois M, les valeurs horaires définitives du PCS du mois M-1.
- Il a été ajouté un message d'information à l'ancien fournisseur/acquéreur dans le cadre d'un changement de fournisseur. Ce message est décrit au chapitre 15.3.3.3
- Une vue d'ensemble des champs obligatoires lors de changement de données techniques a été ajoutée au chapitre 15.3.5.1
- La liste des noms de messages (Annexe 2) a été supprimée.

Points d'attention :

L'Institut est particulièrement intéressé à recevoir des commentaires relatifs aux modifications du Code de Distribution énumérées ci-dessus.

Mat beschte Gréiss
Meilleures salutations, Mit freundlichen Grüßen, Kind regards

Sebastian Boos
Coordinateur Market Communication
Département Creos Luxembourg S.A.



Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR)
à l'att. de Monsieur Camille HIERZIG
L-2922 Luxembourg

Esch-sur-Alzette, le 28 février 2020

**CONSULTATION PUBLIQUE DU 27 JANVIER AU 28 FÉVRIER 2020 SUR LA VERSION 4.44 DU
CODE DE DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL AU GRAND-DUCHÉ DE LUXEMBOURG**

Monsieur Hierzig,

Tout d'abord, nous souhaitons vous remercier de nous donner l'opportunité de nous exprimer dans le cadre de la consultation publique sur les modifications du code de distribution.

En général, la partie du document qui concerne la communication du marché entre fournisseurs et gestionnaires de réseaux nous semble cohérente et nous n'avons pas de commentaires concernant la structure et le contenu du document.

Nous recommandons de traiter les sujets qui concernent le transport, la gestion des flux et bilans d'équilibre des parties qui concernent la communication du marché entre fournisseurs et gestionnaires de réseaux dans 2 documents séparés.

Nous avons identifié quelques points qui nécessitent une clarification.

1 Changement fournisseur – information de l'ancien fournisseur (« iaf »)

Le message « iaf » est utilisé par 2 processus différents. Une fois par le processus de « *changement de Fournisseur / d'Acquéreur* » et aussi par le processus « *demande de mise en service d'un Point de Comptage.* »

Il est actuellement impossible d'identifier par lequel des 2 processus le message « iaf » a été généré.

Nous proposons de soit ajouter un champ supplémentaire dans le contenu du message « iaf », soit de faire une différenciation par le nom du fichier.

La description du processus demande de mise en service à la page 175 (version track changes) l'envoi du message est décrit comme suit :

	a	<p><u>En cas d'absence d'une demande de mise hors service d'un Point de Comptage d'un Client Final</u></p>	<p>• <u>iaf_IDPC_aaaammji_IDProcessNr.csv</u></p>	<p>GRD</p>	<p><u>Ancien Fournisseur / Acquéreur</u></p>
--	---	--	---	------------	--

Cependant la description générale du processus de mise ne service ne décrit pas ce cas.

15.3.3. Définition fonctionnelle des messages liés à la mise en/hors service d'un Point de Comptage
Demande de mise en service d'un Point de Comptage

a) Objet

Un Fournisseur / Acquéreur demande au GRD concerné d'intégrer un Point de Comptage à son Périmètre d'Acheminement suite à la signature d'un Contrat de Fourniture / d'un Contrat de Vente **alors qu'au moment de la demande ce Point de Comptage n'est rattaché à aucun Contrat d'Acheminement**. Il peut s'agir d'un emménagement dans un local déjà raccordé au Réseau de Distribution (le compteur doit avoir été posé au préalable) ou de la mise en service d'un nouveau raccordement.

Un Fournisseur demande au GRD concerné une remise en service d'un Point de Comptage ou d'un raccordement suite à sa mise hors service pour impayé, ou une connexion d'un compteur en mode prépaiement d'un Point de Comptage qui se trouve dans son Périmètre d'Acheminement.

La description de ce processus limite explicitement ce type d'annonce à un point de comptage sans fournisseur. Un rejet de la demande serait alors la réponse attendue du GRD.

Nous proposons de modifier la description dans l'objet du message pour prendre en compte le cas de **changement fournisseur et client** en même temps.

2 Mise hors service d'un point de comptage (mhs)

Selon la définition actuelle de l'utilisation du message de mise hors service du point de comptage (mhs) la communication du statut de la date de mise hors service est actuellement limitée à des raisons techniques (raison=1).

Statut de la date de mise hors service	<p>Si raison de mise hors service = 1</p> <p>1 : prévue et non engageante</p> <p>2 : effective</p>
--	--

Mais en pratique la nécessité d'envoyer la date effective par le message « mhs » existe aussi pour des raisons non techniques comme par exemple la coupure pour impayé, coupure pour travaux, mise hors service du point de comptage.

Extraits du CDD de processus nécessitant la communication de la date autres que « raison technique »

15.3.7.8 Utilisation des messages dans le cas d'une coupure pour travaux prévus au niveau d'un Point de Comptage/mise hors service du raccordement
 (Raisons de mise hors service 1 & 6)

15.3.7.8. Utilisation des messages dans le cas d'une coupure pour travaux prévus au niveau d'un Point de Comptage/mise hors service du raccordement

Étapes	Tâches	Messages	Expéditeur	Destinataire
Coupure pour travaux/ mise hors service du raccordement	Annnonce de la date prévue de la coupure	<ul style="list-style-type: none"> • mhs_IDPC_aaaammjj_IDProcessNr_#.csv 	GRD	Fournisseur / Acquéreur
	Confirmation de la mise hors service	<ul style="list-style-type: none"> • mhs_IDPC_aaaammjj_IDProcessNr_#.csv • ri_IDFournisseur_IDPC_aaaammjj_IDProcessNr_#.csv (uniquement en cas d'une dépose du compteur) • CAP_IDPC_aaaammjj_IDProcessNr_#.csv (uniquement en cas d'une dépose du compteur et si Client Profilé) • rcdcv_IDPC_aaaammjj_aaaammjjhhmm_aaaammjjhhmm_#.csv (uniquement en cas d'une dépose du Compteur et si Client Temps Réel ou Client Enregistré) • rdce_IDPC_aaaammjj_aaaammjjhhmm_aaaammjjhhmm_#.csv (uniquement en cas d'une dépose du compteur et si Client Temps Réel, Client Enregistré ou Client Comptage Intelligent) 	GRD	Fournisseur / Acquéreur

15.3.7.9 Utilisation des messages dans le cas d'une coupure pour impayé d'un Client Final avec un contrat de Fourniture Non-Intégrée (Raisons de mise hors service 4 & 5)

15.3.7.9. Utilisation des messages dans le cas d'une coupure pour impayé d'un Client Final avec un contrat de Fourniture Non-Intégrée

Étapes	Tâches	Messages	Expéditeur	Destinataire
Coupure pour impayé	Annnonce de la date prévue de la coupure pour impayé	<ul style="list-style-type: none"> • mhs_IDPC_aaaammjj_IDProcessNr_#.csv 	GRD	Fournisseur / Acquéreur
	Confirmation de la coupure pour impayé	<ul style="list-style-type: none"> • mhs_IDPC_aaaammjj_IDProcessNr_#.csv • ri_IDFournisseur_IDPC_aaaammjj_IDProcessNr_#.csv • rcdcv_IDPC_aaaammjj_aaaammjjhhmm_aaaammjjhhmm_#.csv (uniquement si Client Temps Réel ou Client Enregistré) • rdce_IDPC_aaaammjj_aaaammjjhhmm_aaaammjjhhmm_#.csv 	GRD	Fournisseur / Acquéreur

Pour ces cas de figures nous demandons de modifier le texte concernant le « Statut de la date de mise hors service »

Statut de la date de mise hors service	Si raison de mise hors service = 1 1 : prévue et non engageante 2 : effective
--	---

De « Si raison de mise hors service=1 » à « si raison de mise hors service=1,4,5 ou 6 »

En restant à votre entière disposition, pour tout complément d'information et nous vous prions d'agréer, Monsieur, l'expression de nos salutations distinguées.

Enovos Luxembourg S.A

Claude Simon
Head of Sales Luxembourg

Pierre Medinger
Head of Operations –
Enovos Luxembourg

**Institut Luxembourgeois de
Régulation**

L – 2922 Luxembourg

Mersch, den 28.02.2020

Betrifft: Consultation publique du 27 janvier 2020 au 28 février 2020 sur la version 4.44 du Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg

Sehr geehrte Damen und Herren,

nachfolgend finden Sie unsere Stellungnahme zur o.g. consultation publique.

Electris begrüßt die meisten Modifikationen des Code de distribution (CDD), die in der konsultierten Version 4.44 enthalten sind. Diese können in unseren Augen jedoch nur ein erster Schritt sein, um einige einfach zu implementierende Änderungen und benötigte Klarstellungen zum CDD hinzuzufügen. Keinesfalls sind wir jedoch der Meinung, dass die präsentierten Änderungen ausreichen, um eine effiziente, automatisierte Abwicklung der Market Communication zu ermöglichen.

Es ist für uns unverständlich, dass der CDD in Version 4.42 seinerzeit mit derart offensichtlichen Mängeln vom Regulierer genehmigt werden konnte. Wir vermuten, dass der Grund dafür ist, dass es zum Zeitpunkt der Erstellung keine Wettbewerbsaktivitäten auf dem Gasmarkt in Luxemburg gab und deshalb keine größere Notwendigkeit bestand, den Rahmen markteilnehmerfreundlicher zu gestalten.

Das Verhalten der Verteilnetzbetreiber sowie des Transportnetzbetreibers bzw. Clearings (im Folgenden gemeinsam als die „Netzbetreiber“ bezeichnet) ist für uns nicht akzeptabel. Es kann nicht sein, dass die wenigen Änderungen, welche die Version 4.44 enthält, fast ausschließlich

auf Initiativen zur Verbesserung seitens Electris zurückgehen. Die Netzbetreiber sind grundsätzlich bei Eingaben zum CDD im Market Communication Forum überhaupt nicht aktiv. Wozu gibt es dann dieses Forum? Auf Initiative von Electris hin wurde das Regular Status Meeting (RSM) im Gas ins Leben gerufen, analog zum Strombereich.

Einige Verteilnetzbetreiber tun sich in den Diskussionen im Rahmen der Regular Status Meetings (RSM) durch Unkenntnis hervor, andere zeigen eine Verweigerungshaltung gegenüber Änderungen/Verbesserungen, während Clearing und Transportnetzbetreiber durch Abwesenheit glänzen. Wir empfinden dieses Verhalten der o.g. Marktakteure klar als **marktbehindernd und diskriminierend**. Wir fordern schon längere Zeit eine neutrale Clearingstelle, die sich der Probleme und Fragen annimmt und Entscheidungen fällt.

Ein GoLive des CDD 4.44 im November 2020, wie von den Netzbetreibern kürzlich vorgeschlagen, ist ein weiteres Beispiel für das bereits beschriebene Verhalten der Akteure und viel zu spät! Die Inhalte des Dokumentes sind bereits seit September 2019 fixiert und die Arbeiten zur Implementierung hätten bereits beginnen müssen. Seit diesem Datum finden die Netzbetreiber jedoch andauernd Ausreden um weitere Workshops zu verschieben. Das GoLive der Version 4.44 wurde für Ende März 2020 avisiert. Betrachtet man den Implementationsrhythmus im Strom, so sollten diese wenigen Änderungen sämtlich spätestens zwei Monate nach Ende der Consultation Publique umgesetzt sein. Sollte dies den Netzbetreibern nicht möglich sein, so unterstreicht dies nur erneut die dort nicht vorhandene Anpassungsfähigkeit an die Marktanforderungen sowie dadurch ein fortgesetztes Bestreben der Marktbehinderung.

Diese Kritik wurde bereits vor einem Jahr von Electris gegenüber dem ILR bei einem Diskussionstermin, über den von Netzbetreiberseite völlig schief gelaufenen Markteintritt im Gas, deutlich formuliert. Wir wundern uns, dass es ein Jahr später immer noch notwendig ist, derartige Kritik zu äußern und fordern den Regulierer auf, eine zeitnahe und vollständige Umsetzung der im CDD 4.44 beschriebenen Änderungen durchzusetzen. Auch im Energieministerium hatten wir Gespräche zu diesem Thema. Die mangelhafte Umsetzung der Marktkommunikation Gas behindert in unseren Augen unter Anderem ganz erheblich die von der Politik geplante Nationale Energiedaten Plattform (EDP). Keinesfalls darf dieses geplante Projekt, das erst in einigen Jahren operativ sein wird, dazu führen, dass die Netzbetreiber eine Weiterentwicklung des CDD weiterhin verzögern.

Zur besseren Einordnung der Veränderungen des CDD 4.44 gegenüber den Vorversionen listen wir nachfolgend einige Beispiele für die Mängel des CDD 4.42, welche im Rahmen des CDD 4.44 auf Initiative von Electris verbessert wurden, auf.

- CDD 4.42 ließ keine Übermittlung des Lieferendes durch den Lieferanten im Falle eines Vertragsendes zu.
- Das encoding der Nachrichten war nicht definiert.
- Es war nicht definiert, dass Zeilenköpfe in den Nachrichten nur informativen Charakter hatten und das parsing der Nachrichten durch Abzählen der Zeilen zu erfolgen hat.
- Die zu verwendenden Sonderzeichen waren nicht klar definiert.
- Es gab keine Möglichkeit der Anfrage von Stammdaten durch einen mandatierten Lieferanten.
- Die zu verwendenden Nachrichten beim Zählerwechsel waren nicht eindeutig definiert.
- Eine Übermittlung eines gleichzeitigen Wechsels des Lieferanten und des Kunden auf einem Zählpunkt (combined switch) war nicht möglich.
- Eine Definition der Pflichtfelder für sämtliche Nachrichten, insbesondere technische Stammdatenänderung, war nicht vorhanden.
- Die Struktur und der Inhalt der Dateien zu den load-Faktoren zum Ausrollen der Standardlastprofile (Nachrichtenformat arfconsa_) war nicht eindeutig definiert.
- Die Nutzung einheitlicher Temperaturdaten durch sämtliche Marktpartner war nicht sichergestellt.
- Die Brennwertübermittlung wurde nicht im Rahmen der MaCo Gas durchgeführt.
- Es fehlte die Möglichkeit ein Belieferungsende wegen Vertragsende zu übermitteln.

Wir stellen fest, dass wir uns intensiv zu diesen Themen engagiert haben. Der benötigte Aufwand, nicht nur zur Ausarbeitung von Verbesserungsvorschlägen, sondern vor allem bei den Analysen, der zuvor fehlerhaft, verspätet oder unvollständig von den Netzbetreibern übermittelten Daten sowie bei der Anpassung unserer Implementierung in unseren IT-Systemen an die erst später gelieferten Klarstellungen der Netzbetreiber, kostet viel Zeit und Geld. Schon allein diese Ressourcen fehlen uns bei der Akquise weiterer Kunden, bei der Entwicklung weiterer Dienstleistungen sowie insbesondere bei der Bearbeitung weiterer MaCo Anfragen zur Belieferung. Für uns wird deutlich, dass der CDD in seiner bisherigen Form zuverlässig als Mittel zur Marktbehinderung gewirkt hat.

Über die oben geschilderten Mängel des CDD hinaus ist die Umsetzung desselben bei den Netzbetreibern offensichtlich mangelhaft oder nicht vorhanden.

Nachfolgend listen wir einige Beispiele für nicht einheitliche bzw. inkorrekte oder fehlende Implementierungen der Netzbetreiber auf, welche durch Sonderregeln in den Systemen des Lieferanten abgefangen werden müssten:

- Die consommation estimé in der Bestandsliste wird von den Netzbetreibern unterschiedlich berechnet.
- Fehlende Übermittlung von Stammdaten in einzelnen Prozessen (u.a. CAP in amespc)
- Ein Verteilnetzbetreiber verkündet die Fusionierung sämtlicher Brennwertzonen (zone pcs) in seinem Verteilnetz. Auch acht (8!) Wochen nach erfolgter Implementierung sind noch nicht alle MaCo Nachrichten in diesem Zusammenhang versendet worden. Darüber hinaus wurde offenbar der TSO bzw. das clearing nicht informiert, so dass weiterhin Brennwerte der alten Brennwertzonen veröffentlicht wurden. Eine derartige Qualität hat mit professioneller Arbeit nichts zu tun.
- Nicht einheitliche Verwendung der Pflichtfelder durch die Netzbetreiber
- Der Versand der resultierenden Gesamtlastkurve für einen Lieferanten durch das Clearing erfolgt auch über ein Jahr nach Markteintritt des Lieferanten Electris nur per E-Mail anstatt MaCo konform via AS2.
- Der Bestandslistenversand ist unzuverlässig und der Inhalt der Listen ist zum Teil stark unvollständig
- Das encoding der Nachrichten ist unterschiedlich. Teilweise ist es sogar abhängig vom betrachteten Prozess welches encoding ein Netzbetreiber verwendet.
- Nachweislich falsche Stammdaten werden trotz Meldung durch Electris nicht vom Verteilnetzbetreiber korrigiert.

Diese Liste ist mit Sicherheit noch erweiterbar, aber die Punkte sind für uns klare Zeichen von mangelndem Verständnis der MaCo Gas und mangelndem Qualitätsbewusstsein bei den

jeweiligen Netzbetreibern. Bei dieser Qualität fürchten wir um die Sinnhaftigkeit einer Implementierung und Integration der MaCo Gas Prozesse in die Nationale Energiedaten Plattform.

Wir sehen darüber hinaus die nachfolgend aufgelisteten, zeitnah zu verbessernden Punkte:

- Aufgrund der Erfahrungen im Strom ist zwingend auf eine Quelle der einheitlich zu verwendenden Feiertagen zu verweisen.
- Der CDD erlaubt dem Lieferanten nicht, jegliche abzurechnenden Netzentgeltkomponenten zu ermitteln. Ein derartiger Mangel wäre in der MaCo Strom undenkbar. Wir fordern hier dringend Nachbesserungen im Dokument. Versprechungen der Verteilnetzbetreiber zusätzliche Erklärungen zu liefern, helfen nicht weiter.
- Die Nachricht iaf_IDPC_aaaammjj_IDProcessNr.csv wird in verschiedenen Prozessen verwendet. Der Lieferant erhält diese und kann nur am Eintrag in der ersten Spalte ableiten, um welchen Prozess es sich handelt. Dieser Eintrag in der ersten Spalte wurde jedoch mehrfach von den Verteilnetzbetreibern als irrelevant deklariert. Wir plädieren dafür diese Anwendungsfälle durch die Verwendung eindeutiger Dateinamen unterscheidbar zu machen. Alternativ könnte man der message in beiden Fällen eine weitere Zeile "raison de fin furniture" o.ä. hinzufügen. Vgl. https://luxmaco.vbulletin.net/forum/luxmaco-forum-aa/members-area/discussions/4096-cdd-4-44-iaf_idpc_aaaammjj_idprocessnr-csv-jetzt-doch-mit-sprechenden-headern
- Die Verteilnetzbetreiber geben an, dass sich der Eintrag im Feld „Fréquence des relevés de courbe de charge“ auf die Übertragung der courbe de charge en volume bezieht. Die von den Netzbetreibern übermittelten Daten sind jedoch irreführend. Wenn diese Daten keinen Bezug zur Realität haben, sollten sie nicht versendet werden.
- Die Beispielnachrichten im Anhang des CDD 4.44 sind unvollständig und fehlerhaft. Insbesondere werden Beispiel zu veralteten Versionen aufgeführt.
- Es ist nicht definiert ab welcher Größe die Bestandsliste aufzuteilen ist.
- Die Abrechnung der im Rahmen der reconciliation übermittelten Energiemengen ist weder vertraglich noch systematisch (Preise) geregelt. Wir fordern den Regulierer erneut auf hier für Klarheit und Rechtssicherheit zu sorgen.
- Einführung von Prozessen zur elektronischen Übermittlung der Netzentgeltabrechnung. Diese sollten zwischen Strom und Gas harmonisiert sein und insbesondere die gleichen Nachrichtenformate nutzen.
- Einführung von Nachrichten zur Empfangsbestätigung sowie zur Syntax- und Vollständigkeitsprüfung von Nachrichten.

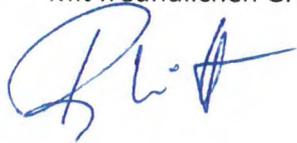
- Abkehr vom nicht mehr zeitgemäßen csv-Format für den Nachrichtenversand. Wir empfehlen hier den Wechsel auf xml.
- Dringende Harmonisierung der MaCo Gas und Strom auch im Hinblick auf die geplante EDP.

Um eine Beschleunigung der Qualitätsverbesserungen durch die Netzbetreiber zu erwirken, fordern wir den Regulierer auf die nachfolgenden Punkte durchzusetzen:

- Das Regular Status Meeting (RSM) Gas muss mindestens in monatlichem Rhythmus stattfinden. Es muss Anwesenheitspflicht aller Netzbetreiber sowie TSO und Clearing bestehen. Eine Politik des leeren Stuhls muss Konsequenzen haben, welche durch den Regulierer durchgesetzt werden. Die Beschlussfähigkeit des Netzbetreiberremiums muss sichergestellt sein.
- Der Regulierer muss sich engagieren bei sämtlichen Sitzungen des RSM sowie bei den SteerCo Sitzungen der Gasnetzbetreiber anwesend zu sein.
- Der Regulierer muss die Rolle des passiven Beobachters in den o.g. Gremien aufgeben und selbst aktiv benötigte Anpassungen vorantreiben.
- Der Regulierer muss die Qualität sowie die Reaktionszeiten für Antworten der Verteilnetzbetreiber, des Transportnetzbetreibers sowie des Clearings im MaCo Forum überwachen.
- Wir fordern den Regulierer auf für die MaCo Gas eine ähnliche Rolle wie die Bundesnetzagentur in Deutschland einzunehmen: „Die Bundesnetzagentur gibt in ihren Festlegungsverfahren die einheitlichen Marktprozesse und Datenformate für die Energiewirtschaft vor.“

Wir sind gern bereit sämtliche Punkte dieses Schreibens in einer erneuten konstruktiven persönlichen Diskussion dem Regulierer genauer zu erläutern.

Mit freundlichen Grüßen,



ELECTRIS