

**MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR
DE LA RECHERCHE**

**UNIVERSITÉ DE FRANCHE-COMTE
1, RUE CLAUDE GOUDIMEL
25030 BESANCON CEDEX**

☎ 03.81.66.57.03

✉ service.marches@univ-fcomte.fr

ACCORD-CADRE MONO ATTRIBUTAIRE A BONS DE COMMANDE

CAHIER DES CLAUSES TECHNIQUES PARTICULIÈRES (CCTP)

OBJET DU MARCHÉ :

**Fourniture de compteurs communicants électriques et d'équipements
associés**

Procédure de Consultation utilisée : Appel d'Offres Ouvert en application
des articles R2124-1, R2124-2-1°, R2161-2, R2161-3-2°, R2161-5, R2162-2 à
R2162-5 du Code de la Commande Publique.

Date et heure limites de réception des offres :

Mardi 13/05/2025 avant 12h00 (heure de Paris)

Table des matières

1	Contexte et objet du marché	3
2	Equipements à fournir	3
2.1	DIRIS Digiware ou équivalent	3
2.1.1	DIRIS Digiware C-31 ou équivalent.....	4
2.1.2	DIRIS Digiware M-50 ou équivalent	4
2.1.3	DIRIS Digiware M-70 ou équivalent	4
2.1.4	DIRIS Digiware D-50 ou équivalent.....	4
2.1.5	DIRIS Digiware D-70 ou équivalent.....	5
2.1.6	DIRIS Digiware U-10 ou équivalent.....	5
2.1.7	DIRIS Digiware U-30 ou équivalent.....	5
2.1.8	DIRIS Digiware S-130 ou équivalent	5
2.1.9	DIRIS Digiware I-30 ou équivalent	6
2.1.10	DIRIS Digiware I-60 ou équivalent.....	6
2.1.11	DIRIS Digiware I-31 ou équivalent.....	6
2.1.12	DIRIS Digiware I-61 ou équivalent.....	6
2.1.13	DIRIS Digiware I-43 ou équivalent.....	6
2.1.14	DIRIS Digiware I-35 ou équivalent.....	7
2.1.15	DRIS Digiware IO-10 ou équivalent.....	8
2.2	Compteurs tout en un	8
2.2.1	DIRIS B10 ou équivalent.....	8
2.2.2	COUNTIS E44 ou équivalent	9
2.3	Passerelle communication données vers serveurs.....	9
2.3.1	DATALOG H80 ou équivalent	9
2.3.2	DIRIS G ou équivalent	10
2.4	Autres équipements.....	10
3	Modalités de réalisation et organisation du suivi	10

Annexes

ANNEXE 1 : Liste des bâtiments et adresses concernés par le périmètre du présent marché

ANNEXE 2 : Planning prévisionnel

ANNEXE 3 : Synoptique prévisionnel compteurs électricité

1 Contexte et objet du marché

L'université Marie et Louis Pasteur (UMLP) est composée de plus de 100 bâtiments répartis sur divers campus dont les consommations de fluides (notamment électricité) sont centralisées sur des points de livraison haute tension. Pour effectuer un suivi par bâtiment et des refacturations par usagers (UFR, laboratoires...), elle dispose de sous-compteurs électriques, actuellement non-communicants et relevés mensuellement par ses agents techniques.

L'UMLP souhaite ainsi **équiper l'ensemble de ses bâtiments de compteurs électriques communicants** pour disposer d'une donnée permettant l'analyse et l'optimisation de ses usages, en plus de faciliter le suivi et la refacturation des consommations. Elle dispose par ailleurs des ressources techniques lui permettant **d'installer les compteurs en interne**.

Le présent marché ne concerne donc que **la fourniture des équipements** constituant les compteurs électriques communicants. Ces équipements sont présentés ci-après et listés dans le BPU (Bordereau des Prix Unitaires). Ils seront à **chiffrer à l'unité**, sachant que la finalité du projet est de **disposer d'un compteur par bâtiment à minima**, voir un compteur par usage au sein d'un même bâtiment.

Après une étape bibliographique et les retours d'expériences recueillis, la solution retenue se tourne sur les **compteurs SOCOMEC** (ou équivalent), permettant une intégration facilitée sur les installations électriques existantes. Les BPU sont donc orientés en ce sens, avec une **liste d'équipements exhaustive** permettant une souplesse sur les modes d'installation en fonction de la configuration des différents sites à équiper.

2 Equipements à fournir

2.1 DIRIS Digiware ou équivalent

Cette spécification décrit un système de mesure multifonction et multi départ avec ses capteurs de courant destiné à la mesure, la surveillance et la gestion de l'énergie dans une installation électrique.

La référence technique est SOCOMEC DIRIS Digiware ou une solution similaire approuvée par nos soins.

➤ **Caractéristiques générales**

Le système de mesure multifonction devra être marqué CE, listé UL et devra être de type PMD¹ multi départ, compact au format modulaire et conforme à la norme IEC 61557-12.

Le système Plug & Play sera basé sur des modules interconnectables sans outils, une détection automatique des types de réseau, de départs et des calibres des capteurs de courant, une vérification du sens de passage du courant et une auto découverte et adressage des éléments connectés au bus de communication.

Le système comprendra :

- Une interface de contrôle et d'alimentation 24 VDC permettant la centralisation et la communication des données via RS485 ou Ethernet en plusieurs protocoles de communication ainsi que la visualisation des produits connectés en aval soit localement sur l'afficheur soit à distance sur le logiciel web embarqué.
- Un module de mesure de la tension, qui devra être unique pour l'ensemble du système.
- Un ou plusieurs modules de mesure du courant. Ces modules devront avoir des capteurs de courant intégrés pour la mesure de départs jusqu'à 63 A ou devront être associés à des capteurs de courant externes via une connexion de type RJ pour la mesure de départs d'intensités supérieures. Les modules de mesure du courant disposeront de jusqu'à 6 entrées courant indépendantes permettant la mesure simultanée de plusieurs types de départs (triphasées, monophasées etc.). Le système de mesure acceptera jusqu'à 32 modules d'acquisition du courant, pour la mesure de jusqu'à 192 départs.

¹ PMD : Power Metering and Monitoring Device (Dispositif de mesure et de surveillance de l'énergie) selon la norme IEC 61557-12.

- Des modules options entrées/sorties.

Les modules seront interconnectés par un bus avec liaison RJ45. Ce bus distribuera l'alimentation 24 VDC des modules, la communication et synchronisera la mesure unique de la tension avec les mesures des courants de tous les départs. Cette technologie permettra de mutualiser la mesure de la tension en un seul point.

Les modules de mesure pourront être montés sur rail DIN ou sur platine.

L'association des centrales de mesure et des capteurs permettra de garantir une précision globale classe 0,5 de la chaîne de mesure globale (module de mesure + capteurs de courant) pour la puissance active (kW) selon la norme IEC 61557-12 dans la plage de 2 à 120 % du courant nominal

Configuration : Le système de mesure se configure depuis l'afficheur déporté ou depuis un logiciel de configuration dédié installable gratuitement sur un PC connecté aux produits en USB ou sur le même réseau de communication (RS485 ou Ethernet).

➤ Interfaces de communication et d'alimentation du système

2.1.1 DIRIS Digiware C-31 ou équivalent

Le module de communication devra avoir les caractéristiques suivantes :

- Etre alimentée en 24 VDC
- Permettre un montage rail DIN
- Une sortie RS485 pour communication Modbus RTU

2.1.2 DIRIS Digiware M-50 ou équivalent

La passerelle devra avoir les caractéristiques suivantes :

- Etre alimentée en 24 VDC
- Intégrer une pile interne permettant d'assurer la conservation de la date et heure du système de mesure complet, même en cas de coupure.
- Permettre un montage rail DIN
- Disposer de ports RS485 et Ethernet RJ45 pour communication via des protocoles multiples (Modbus RTU/TCP, BACnet IP, SNMP v1, v2, v3)
- Permettre une synchronisation de la date/heure des produits connectés via SNTP
- Envoyer des e-mails en cas d'alarmes (SMTP)
- Embarquer un serveur WEB-CONFIG ou équivalent pour la configuration des paramètres de communication du système
- Intégrer des fonctions de Cyber sécurité

2.1.3 DIRIS Digiware M-70 ou équivalent

La passerelle devra avoir les caractéristiques suivantes :

- Etre alimentée en 24 VDC
- Intégrer une pile interne permettant d'assurer la conservation de la date et heure du système de mesure complet, même en cas de coupure.
- Permettre un montage rail DIN
- Disposer de ports RS485 et Ethernet RJ45 pour communication via des protocoles multiples (Modbus RTU/TCP, BACnet IP, SNMP v1, v2, v3)
- Permettre une synchronisation de la date/heure des produits connectés via SNTP
- Envoyer des e-mails en cas d'alarmes (SMTP)
- Embarquer un serveur web de type WEBVIEW-M ou équivalent pour la visualisation des données à distance via navigateur web
- Intégrer des fonctions de Cyber sécurité

2.1.4 DIRIS Digiware D-50 ou équivalent

L'afficheur déporté devra avoir les caractéristiques suivantes :

- Etre alimentée en 24 VDC afin d'éviter les tensions dangereuses sur porte.
- Intégrer une pile interne permettant d'assurer la conservation de la date et heure du système de mesure complet, même en cas de coupure.
- Disposer d'un affichage graphique haute résolution
- Disposer de 10 touches d'accès direct vers les informations de mesure, la sélection des départs et configuration des équipements
- Avoir un degré de protection IP65 en face avant

- Disposer de ports RS485 et Ethernet RJ45 pour communication via des protocoles multiples (Modbus RTU/TCP, BACnet IP, SNMP v1, v2, v3)
- Permettre une synchronisation de la date/heure des produits connectés via SNTP
- Envoyer des e-mails en cas d'alarmes (SMTP)
- Embarquer un serveur WEB-CONFIG ou équivalent pour la configuration des paramètres de communication du système
- Intégrer des fonctions de Cyber sécurité

2.1.5 DIRIS Digiware D-70 ou équivalent

L'afficheur déporté devra avoir les caractéristiques suivantes :

- Etre alimentée en 24 VDC afin d'éviter les tensions dangereuses sur porte.
- Intégrer une pile interne permettant d'assurer la conservation de la date et heure du système de mesure complet, même en cas de coupure.
- Disposer d'un affichage graphique haute résolution
- Disposer de 10 touches d'accès direct vers les informations de mesure, la sélection des départs et configuration des équipements
- Avoir un degré de protection IP65 en face avant
- Disposer de ports RS485 et Ethernet RJ45 pour communication via des protocoles multiples (Modbus RTU/TCP, BACnet IP, SNMP v1, v2, v3)
- Permettre une synchronisation de la date/heure des produits connectés via SNTP
- Envoyer des e-mails en cas d'alarmes (SMTP)
- Embarquer un serveur web de type WEBVIEW-M ou équivalent pour la visualisation des données à distance via navigateur web
- Intégrer des fonctions de Cyber sécurité

➤ **Modules de tension**

2.1.6 DIRIS Digiware U-10 ou équivalent

Les modules de tension devront mesurer les paramètres suivants :

- Tensions V1, V2, V3, U12, U23, U31
- Fréquence F

Ils seront équipés d'alarmes permettant d'indiquer une rotation de phase incorrecte.

2.1.7 DIRIS Digiware U-30 ou équivalent

Les modules de tension devront mesurer les paramètres suivants :

- Tensions V1, V2, V3, U12, U23, U31
- Fréquence F
- Déséquilibre Ph/N et Ph/Ph
- THDv1, THDv2, THDv3, THDu12, THDu23, THDu31
- Harmoniques individuelles U & V (jusqu'au rang 63)
- Creux, coupures et surtensions (EN 50160)
- Alarmes de seuils et combinaisons
- Historique des valeurs moyennes

➤ **Modules de courant**

2.1.8 DIRIS Digiware S-130 ou équivalent

Le module devra permettre la mesure des paramètres suivants en valeurs instantanées :

- I1, I2, I3, IN,
- Energies partielles et totales : \pm kWh, \pm kvarh (inductif et capacitif), kVAh
- ΣP , ΣQ , ΣS , ΣPF

Le module embarquera aussi les alarmes suivantes :

- Alarme système de mauvaise association tension/courant indiquant une éventuelle erreur de câblage

Le module devra proposer par ailleurs des technologies avancées basées sur une détection de tension des conducteurs et permettant :

- La surveillance de l'appareil de protection amont (position ouvert/fermé, déclenchement, compteurs de manœuvres et déclenchements) sans utiliser de contacts auxiliaires. Cette fonction sera compatible avec toute marque et tout type d'appareils de protection.
- La correction logicielle des erreurs de raccordement, même hors charge en appuyant sur le bouton poussoir en face avant du module de mesure du courant.

2.1.9 DIRIS Digiware I-30 ou équivalent

Le module devra permettre la mesure des paramètres suivants en valeurs instantanées :

- I1, I2, I3, IN,
- Energies partielles et totales : \pm kWh, \pm kvarh (inductif et capacitif), kVAh
- ΣP , ΣQ , ΣS , ΣPF

Le module embarquera les alarmes système (TC déconnecté, mauvaise association V/I, mauvais TC primaire).

2.1.10 DIRIS Digiware I-60 ou équivalent

Le module devra permettre la mesure des paramètres suivants en valeurs instantanées :

- I1, I2, I3, IN,
- Energies partielles et totales : \pm kWh, \pm kvarh (inductif et capacitif), kVAh
- ΣP , ΣQ , ΣS , ΣPF

Le module embarquera les alarmes système (TC déconnecté, mauvaise association V/I, mauvais TC primaire).

2.1.11 DIRIS Digiware I-31 ou équivalent

Le module devra permettre la mesure des paramètres suivants en valeurs instantanées :

- I1, I2, I3, IN,
- Energies partielles et totales : \pm kWh, \pm kvarh (inductif et capacitif), kVAh
- 8 tarifs configurables max
- ΣP , ΣQ , ΣS , ΣPF
- Courbes de charge P+/P-, Q+/Q-, S (puissances 10 min)

Le module embarquera les alarmes système (TC déconnecté, mauvaise association V/I, mauvais TC primaire).

2.1.12 DIRIS Digiware I-61 ou équivalent

Le module devra permettre la mesure des paramètres suivants en valeurs instantanées :

- I1, I2, I3, IN,
- Energies partielles et totales : \pm kWh, \pm kvarh (inductif et capacitif), kVAh
- 8 tarifs configurables max
- ΣP , ΣQ , ΣS , ΣPF
- Courbes de charge P+/P-, Q+/Q-, S (puissances 10 min)

Le module embarquera les alarmes système (TC déconnecté, mauvaise association V/I, mauvais TC primaire).

2.1.13 DIRIS Digiware I-43 ou équivalent

Le module devra permettre la mesure des paramètres suivants en valeurs instantanées :

- I1, I2, I3, IN (mesuré)
- Energies partielles et totales : \pm kWh, \pm kvarh (inductif et capacitif), kVAh
- ΣP , ΣQ , ΣS , ΣPF
- P, Q, S par phase
- THD I1, I2, I3, IN

Le module aura une entrée RJ11 pour connecter un afficheur mono point.

Le module aura 2 entrées numériques pour remonter des états logiques ou des données provenant de compteurs impulsions multifluides.

Le module aura 2 sorties relais pour commande à distance d'appareillages en cas d'alarme.

Le module embarquera les alarmes système (TC déconnecté, mauvaise association V/I, mauvais TC primaire).

2.1.14 DIRIS Digiware I-35 ou équivalent

Le module devra permettre la mesure des paramètres suivants en valeurs instantanées :

- I1, I2, I3, IN,
- Energies partielles et totales : \pm kWh, \pm kvarh (inductif et capacitif), kVAh
- Courbes de charge et grandeurs maximales
- ΣP , ΣQ , ΣS , ΣPF
- Puissance prédictive
- Déséquilibre de courant
- Φ i, cos Φ i, tan Φ i
- Qualité AC : Harmoniques individuelles I, THDI et surintensités
- Alarmes sur seuil
- Historique des valeurs moyennes

➤ Capteurs de courant

Les capteurs de courant devront :

- Faire partie intégrante du système de mesure et de fait devront provenir du même fournisseur que les modules de mesure.
- Avoir une sortie mV et une connexion de type RJ vers le module de courant.
- Permettre une connexion et une ouverture en charge du secondaire sans risque.
- Eliminer les risques d'erreur lors de l'installation, grâce à l'identification automatique par la centrale de mesure du type de départ, du calibre du capteur, ou encore du sens du courant sur chacun des départs.
- Si une erreur d'installation est détectée lors de la mise en service, une alarme sera automatiquement générée.

Il y aura 3 types de capteurs de courant, pour adapter le système de mesure aux différentes configurations présentes dans les armoires de l'université :

- Tores fermés : Ils pourront être montés en ligne ou en quinconce pour garantir une intégration au pas des appareils de protection.
- Tores ouvrants : Ils pourront être montés en ligne ou en quinconce pour garantir une intégration au pas des appareils de protection.
- Tores ouvrants flexibles : Ils devront disposer d'un système de verrouillage empêchant l'ouverture intempestive de la boucle.

Pas de calibration du système de mesure ou des capteurs de courant ne sera nécessaire. Les plages de courants nominaux suivantes devront être assurées en fonction du type de tores :

Type	Courants nominaux (A)
Tores fermés	5 – 20
	25 – 63
	40 – 160
	63 – 250
	160 – 630
	400 – 1000
	600 – 2000
Tores ouvrants	25 – 63
	40 – 160
	63 – 250
	160 – 630
Tores ouvrants flexibles	100 – 400
	160 – 630
	400 – 2000

➤ Modules multifluides

2.1.15 DRIS Digiware IO-10 ou équivalent

Afin d'harmoniser la remontée d'information vers les plateformes de suivi des fluides, d'autres modules pourront être intégrés et permettre la remontée d'impulsions provenant de compteurs multifluide à sortie impulsionsnelle (eau, chaleur...).

Les modules entrées/sorties numériques auront au moins 4 entrées et 2 sorties permettant :

- La remontée d'impulsions provenant de compteurs multifluides à sortie impulsionsnelle (eau, gaz, etc.)
- La surveillance des appareils de protection (position ouvert/fermé, déclenchement, compteur de déclenchement) ou de l'état d'appareils tiers
- La commande d'appareillages par envoi d'ordres de type tout ou rien
- Déclencher des actions de délestage suite à un dépassement de seuil d'alarme sur un autre module de mesure

2.2 Compteurs tout en un

Les spécifications suivantes décrivent des centrales de mesure multifonction destinées à la mesure et à la surveillance des installations électriques. Celle-ci sont particulièrement adaptées à des points de mesure isolés nécessitant une communication RS485 ou Radio-Fréquence.

2.2.1 DIRIS B10 ou équivalent

➤ Caractéristiques générales

La centrale de mesure multifonction devra être marquée CE, listée UL, et devra être de type PMD* compact au format modulaire et conforme à la norme CEI 61557-12.

Elle devra fournir toutes fonctions de mesures de tension, de courant, de puissance, d'énergie et de qualité et permettre l'analyse conjointe de charges monophasées et triphasées.

Elle se basera sur un concept Plug & Play qui offre une détection automatique du type de réseau, des types de charges, des calibres des capteurs de courant et la vérification du sens du courant. Elle disposera :

- De 4 entrées courant indépendantes de type RJ12 permettant la mesure simultanée jusqu'à 4 charges (monophasée, triphasée, avec ou sans neutre etc.)
- D'une communication native RS485 Modbus RTU
- D'un écran déporté optionnel pour l'affichage des données de mesure et de comptage
- De modules options offrant des fonctions supplémentaires (entrées/sorties, protocoles de communication additionnels etc.)
- D'une précision de mesure classe 0,5 pour la chaîne de mesure globale (PMD + capteurs) selon la norme CEI 61557-12

Le PMD devra être modulaire permettant un montage sur rail DIN ou sur platine.

Les capteurs de courant devront :

- Faire partie intégrante du système de mesure et de fait devront provenir du même fournisseur que les modules de mesure.
- Avoir une sortie mV et une connexion de type RJ vers le PMD.
- Permettre une connexion et une ouverture en charge au secondaire sans risque.
- Eliminer les risques d'erreur lors de l'installation, grâce à l'identification automatique par la centrale de mesure du type de charge, du calibre du capteur, ou encore du sens du courant sur chacun des départs.

Si une erreur d'installation est détectée lors de la mise en service, une alarme sera automatiquement générée.

Le système de mesure pourra s'adapter à tout type d'installation électrique neuve ou existante grâce à des capteurs de courant fermés TE de 5A à 2000A, ouvrants TR/iTR de 25A à 600A et flexibles TF de 150A à 6000A. Pas de calibration du système de mesure ou des capteurs de courant ne sera nécessaire.

Les capteurs de courant fermés et ouvrants pourront être montés en ligne ou en quinconce pour garantir une intégration au pas des appareils de protection.

2.2.2 COUNTIS E44 ou équivalent

Dispositif assurant le comptage de l'énergie pour un réseau triphasé via TC 1/5A jusqu'à 12000A assurant la transmission des valeurs mesurées grâce à une sortie impulsionnelle et une sortie communication JBUS/MODBUS sur RS485. Le dispositif devra être conforme à la directive MID module B+D.

Ce compteur sera du type « modulaire » (4 modules), rétro éclairé via un écran LCD et muni de 2 boutons poussoirs accessibles en face avant.

Le compteur d'énergie mettra à disposition de l'utilisateur les fonctionnalités suivantes:

- Auto alimentation par la tension du réseau mesuré ;
- Entrées tension pour raccordements directs entre 184-288 VAC phase-neutre et 320-498 VAC phase-phase ;
- Entrées courant via transformateur de courant 1 ou 5A (secondaire) jusqu'à 12000A (primaire) ;
- Adapté aux réseaux triphasés avec neutre ;
- Un port RS485 pour la communication dans le standard Modbus RTU ;
- Sortie impulsionnelle – Wh, en conformité avec 62053-31;
- Capot plombable sur les borniers ;
- Courant de démarrage: 2mA ;

En ce qui concerne les fonctions, normes et performances, cet appareil devra inclure les caractéristiques suivantes :

Les informations disponibles sur l'écran :

- Comptage total de l'énergie active et réactive par phase et système ;
- Comptage total de l'énergie apparente système ;
- Comptage partiel de l'énergie active, réactive et apparente système;
- Comptage total de l'énergie active et réactive par tarif (T1, T2, T3 and T4) système;
- Comptage partiel de l'énergie active par tarif (T1, T2, T3 and T4) système;
- Bilan énergétique :
 - (+kWh T1) – (-kWh T1) +...+ (+kWh T4) – (-kWh T4)
 - (+kvarh T1) – (-kvarh T1) +...+ (+kvarh T4) – (-kvarh T4)
- Puissance active par phase et total système ;
- Puissance réactive par phase et total système ;
- Puissance apparente par phase et total système ;
- Tension phase-neutre V système;
- Tension phase-phase U système;
- Courant système ;
- Facteur de puissance total système;
- Fréquence ;
- Séquence de phase.

A travers la communication il est possible d'obtenir les mêmes données disponibles sur l'écran et aussi les données suivantes :

- Comptage total de l'énergie apparente par phase ;
- Comptage total de l'énergie active, réactive et apparente par tarif (T1, T2, T3 and T4) par phase;
- Tension phase-neutre V (par phase) ;
- Tension phase-phase U (entre phase) ;
- Courant par phase et neutre ;
- Facteur de puissance par phase ;
- 3 jours de courbe de charge (P+).

Pour les énergies actives et réactives, les valeurs sont données avec le signe positif ou négatif pour identifier le sens des énergies.

Pour les énergies réactives, les valeurs sont données en inductive et capacitive.

2.3 Passerelle communication données vers serveurs

2.3.1 DATALOG H80 ou équivalent

Le DATALOG H80 ou équivalent doit permettre de :

- Centraliser plusieurs systèmes de mesure avec une connexion Ethernet,
- Sécuriser et stocker localement des données de mesure,
- Transmettre des données au logiciel de gestion de l'énergie et des bâtiments, en les exportant automatiquement et cycliquement vers des serveurs distants via des protocoles sécurisés FTPS ou HTTPS,
- Utiliser un réseau Ethernet local.

2.3.2 DIRIS G ou équivalent

La passerelle de communication DIRIS G ou équivalent doit permettre la récupération des informations issues des compteurs communicants en RS485 puis les mettre à disposition sur le réseau Ethernet en Modbus TCP.

2.4 Autres équipements

Au-delà des équipements constituant la base des compteurs communicants, les équipements suivants seront proposés :

- Afficheur déporté permettant la consultation des données en local,
- Module LoRaWAN à rajouter sur les modules de mesure,
- Passerelle LoRAWAN en intérieur et extérieur pour rajouter des mesures en cas de réseau actuel saturé (l'uFC dispose déjà des passerelles CloudGate, le développement de cette solution sera préféré),
- Câbles et embouts Ethernet et RS 485,
- Goulotte et embout de finition,
- Panneau de brassage,
- Adaptateurs,
- Disjoncteur,
- ...

Pour les équipements non-identifiés dans ce CCTP mais en lien direct avec le présent plan de comptage (nécessaires au déploiement des compteurs communicants), **un coefficient appliqué sur les prix catalogues fournisseurs sera précisé**. Ce coefficient permettra de garantir la marge du titulaire sur les produits vendus en assurant la prise en compte de l'évolution des prix fournisseurs sur la durée du marché.

3 Modalités de réalisation et organisation du suivi

Les commandes seront passées au fil de l'eau via bon de commandes, une fois les inventaires finalisés par les équipes techniques de l'UMLP responsables de l'installation des compteurs. Seules les commandes validées par la DPI seront considérées comme effectives.

Un planning prévisionnel est joint en annexe et sera mis à jour et transmis au fournisseur à chaque évolution.

Le titulaire devra tenir à jour un historique des équipements fournis dans le cadre de ce marché, avec le nombre d'équipements et les prix associés aux différentes commandes, ceci afin d'avoir une vision en coût global.